

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню магістра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Лабця Олександра Вадимовича

(ПІБ)

академічної групи 141М-21-1

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему «Розробка заходів щодо підвищення ефективності та надійності експлуатації кабельних ліній електропередачі в розподільних мережах»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
Кваліфікаційної роботи	<u>Півняк Г.Г.</u>			
розділів:	<u>Луценко І.М.</u>			
Вступна частина	<u>Луценко І.М.</u>			
Основна частина:	<u>Луценко І.М.</u>			
Економічний	<u>Тимошенко Л.В.</u>			
Нормоконтролер	<u>Олішевський Г.С.</u>			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
електроенергетики

(повна назва)

_____ Папайка Ю.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

«_____» _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню магістра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Лабцю О.В. академічної групи 141М-21-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

за освітньо-професійною програмою «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

на тему Розробка заходів щодо підвищення ефективності та надійності експлуатації кабельних ліній електропередачі в розподільних мережах

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.09.2022 № 918

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Загальна характеристика та обґрунтування заходів з реконструкції, КЛ та електричної частини підстанції 6(10)/0,4 кВ	
Основна частина	Розрахунок електричних навантажень, вибір ТН та ТС. Вибір комутаційної апаратури та кабельно-провідникової продукції	
Економічний	Техніко-економічне обґрунтування розроблених заходів та оцінка показників проекту	

Завдання видано _____

(підпис керівника)

_____ Півняк Г.Г.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі _____

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

Прийнято до виконання _____

(підпис студента)

_____ Лабець О.В.

(прізвище, ініціали)

Реферат

Пояснювальна записка: 95 ст., 12 рис., 15 табл., 1 додатки, 14 джерел.

Об'єкт дослідження: Розподільча мережа житлового району міста 0,4-10кВ.

Предмет дослідження: Обґрунтування заходів модернізації електричної частини підстанції, та кабельних ліній.

Мета роботи: Реконструкція електрообладнання підстанції 6(10)/0,4 кВ, та кабельних ліній для підвищення надійності електропостачання споживачів.

У вступній частині було виконано аналіз стану підстанції та стану енергомережі. Були розроблені та запропоновані варіанти реконструкції підстанції та систем електропостачання та обрано найбільш доцільний варіант.

У основній частині проведено розрахунок і вибір необхідного обладнання. Серед розрахованого та обраного обладнання це: вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, силові трансформатори, вибір кабелі.

У економічному розділі розраховано капітальні та експлуатаційні витрати пов'язані з впровадженням проектних рішень.

Практичне значення проекту полягає в підвищенні надійності електропостачання споживачів даної підстанції.

ЗМІСТ

Вступ.....	
1. Вступна частина	
1.1 Основні проблеми роботи розподільчих електричних мереж	7
1.2 Аналіз основних причин аварійності кабельних мереж в умовах ОСР	8
1.3. Огляд сучасних технічних та технологічних рішень кабельних ліній	8
1.4. Порівняльний аналіз різних типів КЛ напругою 0,4-150 кВ	12
1.5. Основні перспективні заходи при реконструкції електричних мереж	12
1.6. Висновки та постановка задач роботи	13
2. Основна частина	
2.1 Характеристика типового об'єкту реконструкції	14
2.2 Розрахунок електричних навантажень споживачів	15
2.3 Моделювання графіка електричних навантажень енергорайону	23
2.4 Вибір електричного обладнання РП та ЗТП напругою 0,4-10 кВ	
2.4.1 Вибір трансформаторів в ЗТП-358	23
2.4.2 Вибір високовольтних вимикачів.	29
2.4.3 Вибір ввідних вимикачів 0,4 кВ	31
2.4.4 Вибір захисних апаратів окремих споживачів.	31
2.4.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.	43
2.4.6 Заземлення підстанції	45
2.5 Вибір КЛ 0,4-10 кВ по розрахунковому навантаженню	
2.5.1 Вибір ліній 6(10) кВ	49
2.5.2 Вибір ліній 0,4 кВ	52
2.6 Вибір КЛ 0,4-10 кВ із ЗПЕ-ізоляцією з урахуванням режимів роботи споживачів	
2.6.1 Вибір ліній 0.4 кВ	61
2.7 Висновки	74
3. Економічна частина:	
3.1 Вступ	76

3.2 Розрахунок капітальних витрат	77
3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат	82
3.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт	88
3.5 Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту	89
3.6 Висновок	91
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	92
Додаток А. Перелік матеріалів дипломного проекту
ВІДГУК.....

Вступ

Необхідність реконструкції КЛ 6/0.4 кВ «ЗТП-358» з розташуванням ЗТП на вул. Г. Барвінок міста Дніпро поблизу від центру навантажень диктується наступними обставинами:

- низькою надійністю електропостачання споживачів цього мікрорайону;
- високими втратами електричної енергії в розподільних мережах 0,4кВ із-за недостатнього перерізу проводів
- низькими рівнями напруги на виводах електроприймачів споживачів.
- поганим технічним станом устаткування ТП 6/0.4кВ
- необхідністю захисту устаткування ТП 6/0.4кВ «ТП-1424»
- необхідність заміни КЛ через їх застарілість

Скорочення та умовні позначення

ТП – трансформаторна підстанція

ЗРП – закритий розподільний пристрій

КЗ - коротке замикання

ВН - висока напруга

НН - низька напруга

РП – розподільчий пристрій

САПР – система автоматичного проектування і розрахунків

ДСТУ – державний стандарт України

ПУЕ - правила улаштування електроустановок

Вступна частина

1.1 Основні проблеми роботи розподільчих електричних мереж :

Забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів, контроль за електроспоживанням, забезпечення експлуатації енергетичного обладнання, проведення своєчасного і якісного його ремонту, технічне переозброєння і реконструкція енергетичних об'єктів, забезпечення працездатності електричних мереж, задоволення інтересів споживачів, економічних і соціальних потреб за рахунок передачі електроенергії споживачам регіону є основними пріоритетами для обслуговуючого персоналу міських електромереж.

Забезпечення належної надійності і гнучкості живлення кожного споживача досягається шляхом застосування досить простих, надійних і дешевих схем, як правило, магістральних петльових.ТП окремих відповідальних споживачів, у яких навантаження електроприймачів першої категорії становить понад 100 кВт передбачаються двосекційними з підключенням до різних половин петльових мереж. Всі РП, як правило, укомплектовані камерами типу КСО заводського виконання.

Для живлення ланцюгів вимірювальних приладів і автоматики в основному на РП встановлені трансформатори напруги. На всіх РП передбачений АВР.

Для споживачів 0,4 кВ першої категорії надійності електропостачання застосовується двопроменева схема живлення з АВР на стороні 0,4 кВ споживача.

Стосовно забезпечення надійності електропостачання споживачі міських районів відносяться в основному до II і III категорій, за винятком насосних станцій, що забезпечують водопостачання, що відносяться до I категорії по безперебійності електропостачання.

1.2 Аналіз основних причин аварійності кабельних мереж в умовах ОСР

Характерні проблеми міських електричних мереж:

- обладнання підстанцій є застарілим і має наступні незадовільні показники:
- об'єкти мають підвищені експлуатаційні витрати;
- низька надійність комутаційної апаратури (рубильники, вимикачі навантаження, запобіжники);
- встановлені трансформатори з високими значеннями втрат потужності;
- широка номенклатура кабельно-провідникової продукції різних марок та типорозмірів, що частовиходять з ладу та потребують значних витрат на відновлення роботи.
- розвиток районів і зростання навантаження приєднаних споживачів;
- необгрунтовано завищені номінальні параметри захисного і комутаційного устаткування приєднань 0,4 кВ, що відходять;
- недостатня уніфікація обладнання
- низька надійність електропостачання споживачів і підвищена ймовірність відмов обладнання.

1.3 Огляд сучасних технічних та технологічних рішень кабельних ліній

Аналіз досвіду експлуатації маслонаповнених кабелів показав, що підвищення їх пропускної спроможності можливе при максимальному збільшенні перерізів жил і рівнів номінальної напруги. Проте, зростання номінальної напруги призводить до ускладнення теплових режимів експлуатації із-за збільшення товщини ізоляційного шару і, отже, діелектричних і активних втрат, а так само втрат в металевих оболонках.

Сьогодні існують наступні об'єктивні чинники, що перешкоджають подальшому використанню маслонаповнених високовольтних кабелів :

- складність конструкції і технології виготовлення кабелю, його монтажу і великі експлуатаційні витрати;

- істотні діелектричні втрати в ізоляції і низька пропускна спроможність із-за обмежень температурного режиму;

- високі вимоги до кваліфікації монтажного і експлуатаційного персоналу;

- можливість розгерметизації маслонаповнених кабелів при проведенні монтажних і аварійно-відновних робіт, що приводить великим втратам масла і екологічному забрудненню довкілля

Останнім часом у вітчизняній електроенергетиці збільшується промислове виробництво і застосування кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену.

Це обумовлено удосконаленням технології виготовлення і конструкції кабелів, пов'язані з підвищенням їх експлуатаційної надійності.

XLPE кабель може замінити кабель з паперовою ізоляцією практично в усіх випадках. Ці кабелі мають численні переваги, такі як:

- висока пропускна спроможність;

- низька вага, менший діаметр і радіус вигину до 7,5 зовнішніх діаметрів;

- низька ушкодженість;

- поліетиленова ізоляція має малу щільність, малі значення відносної діелектричної проникності і коефіцієнта діелектричних втрат;

- можливість прокладення на складних трасах;

- монтаж без використання спеціального устаткування при температурі до -10°C ;

- значне зниження собівартості прокладення.

Застосування цих кабелів в порівнянні з традиційними в полівінілхлоридній ізоляції дозволяє:

- використати жили меншого перерізу для передачі рівного потоку потужності;

- збільшити тривало допустиму температуру нагріву жил кабелів до 90°C ;

- збільшити тривало допустиму температуру нагріву жил кабелів при короткому замиканні до 250°C .

В основному кабелі випускаються в одножильному виконанні, а застосування різних типів оболонки і можливість герметизації дозволяє використати кабель як

для прокладення в землі, так і для кабельних споруд, у тому числі при груповому прокладенні.

Перехід від кабелів з паперовою просоченою ізоляцією до кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену, пов'язаний зі все зростаючими вимогами експлуатуючих організацій до технічних параметрів кабелів. В цьому відношенні переваги кабелів із XLPE очевидні.

Найбільш доцільне і ефективне застосування кабелів із XLPE при:

1. Застосуванні на напрузі 10,15,20,35 кВ, попри те, що первинні капітальні витрати на кабель з паперово-масляною ізоляцією будуть нижчі;

2. При необхідності передачі великої потужності, наприклад передача потужності від генератора на шини розподільного облаштування теплової електростанції. В якості альтернативи розглядалися спорудження мідного шинопровода, прокладення 8-12 паперових кабелів або декількох кабелів із XLPE ізоляцією перерізом 630 або 800 кв.мм. Як показує практика, застосування поліетиленових кабелів дозволяє досягти економії не лише за рахунок кабельних ліній, але і за рахунок зменшення витрат на будівельну частину.

3. XLPE кабель рекомендується використати, коли кабель з паперовою ізоляцією максимального перерізу не проходить по пропускній спроможності. Оскільки пропускна спроможність поліетиленового кабелю вище і максимальний переріз жили може досягати 800 мм² доцільніше використати один кабель великого перерізу. Це стосується і випадків прокладення паралельних кабелів, коли замість двох паралельних кабелів 240 мм². доцільніше прокласти один кабель перерізом 500 мм².

4. Якщо на трасі прокладення є велика різниця рівнів. При використанні паперово-масляних кабелів відбувається осушення ізоляції кабелів у високих точках, що може спричинити пробій. При цьому навіть невелика різниця рівнів прокладення може стати причиною численних ушкоджень на кабельних лініях;

5. При особливих вимогах до надійності електропостачання, оскільки здатність до пошкодження XLPE кабелів надзвичайно мала.

Узагальнюючи викладене, можна зробити висновок, що застосування в кабельній техніці ізоляційних матеріалів з поліпшеними діелектричними і тепловими властивостями дозволяє істотно підвищити пропускну спроможність кабельних ліній і за рахунок цього збільшити надійність електропостачання споживачів.

1.4 Порівняльний аналіз різних типів КЛ напругою 0,4-150 кВ:

Таблиця 1.4.1

Порівняння експлуатаційних характеристик кабелів з різними видами ізоляції

Найменування показника	Величина показника для кабелів		
	З ізоляцією зі зшитого поліетилену	З ізоляцією із поліетилену та полівінілхлоридного пластику	З паперовою пропитаною ізоляцією
Тривало допустима температура нагріву жил, (°C)	90	90	70
Тривало допустимі струмові навантаження *,(%), при прокладці:			
в повітрі	173	100	116
в землі	125	100	108
Допустимий нагрів жил в аварійному режимі (не більше 8 годин на добу і 1000 годин за термін служби), (°C)	130	80	100
Максимально допустима температура при токах короткого замикання, (°C)	250	130...160	200
Мінімальна температура при прокладці без попереднього підігріву, (°C)	+15...-15	+15...-15	0
Різниця рівнів на трасі прокладки, (м)	Не обмежено	Не обмежено	15

1.5 Основні перспективні заходи при реконструкції електричних мереж

При проектуванні обирати:

1. Силові трансформатори сухого виконання
2. Кабель з ізоляцією з зшитого поліетилену
3. Усі рубильники замінювати на автоматичні вимикачі
4. При розрахунках враховувати графік електричних навантажень споживачів

1.6 Висновки та постановка задач роботи

- Обрати силовий трансформатор сухого виконання
- Кабельні лінії 0,4, 6кВ, обрати з ізоляцією з зшитого поліетилену
- Усі існуючі рубильники замінити на автоматичні вимикачі згідно розрахункового навантаження

Траса нової КЛ обрана з розрахунку мінімальних витрат кабельно-провідникової продукції, рівномірного розподілу навантаження, з дотриманням нормованого значення падіння напруги, що не перевищує 6% відповідно ГКД 34.20.175-2002.

Для розрахунку перетину жил КЛ 0,4 кВ по довготривалому струму приймаємо, що споживачі які проживають на вулицях передбачених проектом відповідають 1 рівню електрифікації, з максимальною дозволеною потужністю 5 кВт/житло, згідно ДБН В.2.5-23: 2010 таблиця 3.1.

Прокладання кабелю передбачається з запасом (змійкою) в траншеї викопаної вручну на глибину 0,9м з улаштуванням постелі зпіску і місцевого ґрунту без сторонніх домішок з покриттям звичайною глиняною (цілою без пустот) цеглою в один шар, за виключенням місць перетину з автодорогою, де кабель прокладається на глибині до 1,25 метра в трубі із поліетилену ПВТ з товщиною стінки не менше 8мм, для запобігання взаємного ушкодження при розкопках та забезпечення електробезпеки існуючих силових кабелів.

При цьому необхідно строго виконувати інструкції заводу з монтажу і експлуатації кабелю.

Всі перетини виконувати відповідно креслення і в обов'язковій присутності представників зацікавлених організацій з виконанням умов погоджень. Відстань по горизонталі до перетинаємих інженерних споруд необхідно забезпечити в відповідності з вимогами ПУЕ і СНиП. Допускається зміна проектних рішень при дотриманні вимог ПУЕ, СНиП, ПБЭЭ і узгодженні із проектною організацією.

Земляні роботи вести механізованим і ручним способом із суворим дотриманням з ТБ у будівництві.

2 Основний розділ

2.1 Характеристика типового об'єкту реконструкції

ЗТП-358 забезпечує електро постачання побутових та юридичних споживачів, які розташовані на вулицях Грузиновська, Г. Барвінок, Єлегінська, Підпільна, С. Бардадима у місті Дніпро. Перелік споживачів наступний:

- приватні одноповерхові будинки (з газопостачанням)
- будівля 4РЕМ
- котельня (2 вводи)
- головн.корпус лікарні №11 (2 вводи)
- парк "Молодіжний"
- терапевтичний корпус
- ГО ДЄС
- профілакторій (2 вводи)
- насосна

ЗТП-358 має 3 незалежних джерела живлення, та 6 кабельних ліній які живлять це ЗТП, а саме КЛ6кВ РП-86(17)-358(I), КЛ6кВ 354(I)-358(I), КЛ6кВ 358(I)-620(II), КЛ6кВ 358(II)-620(I), КЛ6кВ 356(I)-358(I), КЛ6кВ РП-86(16)-358(I), Однолінійна схема ЗТП-358 до реконструкції -креслення №1

2.2 Розрахунок електричних навантажень споживачів

Вхідними даними для розрахунку електричних навантажень на шинах підстанції для вибору трансформатора є характеристики і тип споживачів. Розрахунок електричних навантажень виконуємо відповідно до нормативним документом ДБН В 2.5-23-2010. У таблиці наведено склад і характеристики споживачів, які отримують живлення від ЗТП-358.

Таблиця 2.2.1

Споживач	Характеристика споживача	Кількість квартир/площа/місць
<ul style="list-style-type: none"> вул.Грузиновська 38 пров.Нагорний 1-35, 41-43, 2-28,46,50 вул. Г.Барвінок 30, 32, 32/1 вул.Єлагінська 1-7, 2-4 вул.Підпільна 3-15, 2-12 вул.Семена Бардадима 30-58, 17-31 вул.Ф.Гафурової 2а, 4-12 вул. Г. Барвінок 26-64 вул.Дороніна 1-13, 2-14 вул.Семена Бардадима 7-15, 8-28 	1-поверховий будинок з плитами на природному газі	1
Будівля 4РЕМ	Будинки установ, організацій, офісів з чисельністю працюючих до 50 осіб незалежно від кількості поверхів (крім будинків установ органів управління обласного, міського та районного значення, які належать до II категорії)	40 роб. місць
Котельня.	Тепловий пункт	1
Голов.корпус 11-ої лікарні	Медичний заклад	42

		Продовження таблиці 2.2.2
Терапевтичний корпус	Медичний заклад	15 роб. місць
Профілакторій	Медичний заклад	10 роб. місць
Торгівельний павільон	Підприємства торгівлі	100 м ²

Для вибору трансформаторів необхідно визначити навантаження на шинах 0,4 кВ ЗТП - 358 Для цього зробимо розрахунок електричних навантажень для кожного з представлених в таблиці споживачів відповідно до ДБН.

Для розрахунків житлових будинків і споруд використовують такий показник як питома навантаження, який визначений для споживача конкретного типу в залежності від його характеристики. Так для житлових будинків цей показник залежить від кількості квартир і типу використовуваних плит для приготування їжі (електричні, газові), а також від наявності або відсутності кондиціонування повітря; для підприємств торгівлі - від площі торгових залів, їх кондиціонування; для лікувальних установ, підприємств громадського харчування - від кількості ліжко-місць; побутового обслуговування - від кількості робочих місць.

Розрахункове активне навантаження P_p об'єкта при цьому визначається з вираження:

$$P_p = P_{уд} * N$$

де P_p –питома навантаження, кВт/кв(м², місце)

N –кількість квартир (площі, місць)

Як приклад зробимо розрахунок навантажень житлового Вул. Г. Барвінок будинку №30

Вихідні дані:

- кількість поверхів - 1;
- кількість квартир - 1;
- тип використовуваних плит - газові;
- кількість під'їздів - 1;

Продовження таблиці 2.2.2							
вул.Грузиновська 38 пров.Нагорний 1- 35, 41-43, 2- 28,46,50 вул. Г.Барвінок 30, 32, 32/1 вул.Єлагінська 1- 7, 2-4 вул.Підпільна 3- 15, 2-12 вул.Семена Бардадима 30-58, 17-31 вул.Ф.Гафурової 2а, 4-12 вул. Г. Барвінок 26-64 вул.Дороніна 1- 13, 2-14 вул.Семена Бардадима 7-15, 8- 28	1- поверхо вий будинок з плитами на природн ому газі	114	5,0	0.92	0.29	570	165,3

Розрахунок електричних навантажень установ

Таблиця 2.2.3

Найменування	тип	Кількість м ² / місце	Питоме навантаження кВт/кв	Розрахункові коефіцієнти		розрахункове активне навантаження групи жител, приведена до вводу 0,4 кВ в житловий будинок, Рр.ж., кВт	розрахункове реактивне навантаження групи жител, наведена до вводу 0,4 кВ в житловий будинок, Qр.ж., квар
				cos φ	tan φ		
Будівля 4РЕМ	Будинки установ, організацій,	40	0,6	0.85	0.62	24	14.88
Котельня.	Теплопункт	1	49	0.93	0.4	49	21.07
Голов.корпус 11-ої лікарні	Медичний заклад	38	2,5	0.92	0.43	95	40,85
Терапевтичний корпус	Медичний заклад	16	1,5	0.95	0.33	24	7.92
Профілакторій	Медичний заклад	10	0.4	0.92	0.42	4	1,68
Торгівельний павільон	Підприємства торгівлі	100	0,15	0.85	0.62	15	9,3

1. При змішаному живленні споживачів житлових будинків і громадських будівель розрахункове електричних навантажень визначається за формулою:

$$P_{p0,4} = P_{зд,max} + \sum K_y * P_{зд}$$

де $K_{уі}$ - коефіцієнт участі в максимумі електричних навантажень для відповідного характерного споживача, що визначається за таблицею 3.14 [ДБН]; $P_{зд.мах}$ - найбільша встановлена потужність споживача, кВт:

В залежності від типу споживача, що має найбільше навантаження, визначаються коефіцієнти участі в максимумі для інших споживачів. Для нашого випадку споживач з найбільшим приєднаним навантаженням як - це Гол. Корпус 11-ої лікарні $P_{зд.мах} = 95$ кВт. З [ДБН] знаходимо коефіцієнти участі в максимумі і зводимо їх в таблицю 4

Коефіцієнти участі в максимумі для споживачів міських
електричних мереж

Таблиця 2.2.4

Назва споживача	Коефіцієнт участі в максимумі, K_y
Торгові підприємства	0,8
Житлові будинки з газовими плитами	0,9
Медичні заклади	0,7
Котельня	0,9

Розрахункове навантаження від групи жител з різними питомими навантаженнями $P_{роз}$, приведене до лінії живлення, вводу в житловий будинок, шин 0,4 кВ трансформатора 10(6)/0,4 кВ, за загальної кількості приєднаних жител 30 і більше, слід визначати за спрощеною формулою

$$P_{роз.жил.буд} = (P_{П1} * N_1) * K_{од(1)} = (5 * 114) * 0.9 = 513 \text{ кВт}$$

$$Q_{роз.жил.буд} = P_{роз.жил.буд} * \tan \varphi_{общ} = 513 * 0.29 = 148.77 \text{ квар}$$

де $P_{П1}$ - питомі потужності споживачів, $K_{од}$ - коефіцієнт одночасності, N - кількість споживачів

Загальне розрахункове навантаження ЗТП-358

$$P_{p.ТП} = 513 + (95 + 24 + 4) * 0,7 + 24 * 0,8 + 49 * 0,9 + 15 * 0,8 = 674,4 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.ТП} = 70,2 + 11,9 + 18,9 + 63 + 28,59 + 7,44 + 5,54 + 1,17 = 206,82 \text{ квар}$$

$$S_{p.ТП} = \sqrt{P_{p.ТП}^2 + Q_{p.ТП}^2} = \sqrt{674,4^2 + 206,82^2} = 705,4 \text{ кВА}$$

Розподіл навантажень по фідерам

Таблиця 2.2.5

Фідер	Споживач	Розрахункова активна потужність $P_{роз}$	Розрахункова реактивна потужність $Q_{роз}$	Розрахункова повна потужність $S_{роз}$
РБ-1	вул.Грузиновська 38 пров.Нагорний 1-35, 41-43, 2-28,46,50 вул. Г.Барвінок 30, 32, 32/1 вул.Єлагінська 1-7, 2- 4 вул.Підпільна 3-15, 2- 12 вул.Семена Бардадима 30-58, 17-31	261	70,2	270,27
РБ-2	Будівля 4РЕМ	19,2	11,9	22,59
РБ-5	Котельня перше Введеня	44,1	18,96	48

Продовження таблиці 2.2.5				
РБ-6	вул.Ф.Гафурової 2а, 4-12 вул. Г. Барвінок 26-64 вул.Дороніна 1-13, 2-14 вул.Семена Бардадима 7-15, 8-28	252	63	259,75
РБ-7	Голов.корпус 11-ої лікарні перше введення	66,5	28,59	72,38
РБ-8	Торгівельний павільон	12	7,44	14,11
РБ-11	Терапевтичний корпус перше введення	16,8	5,54	17,69
РБ-11	Профілакторій перше введення	2,8	1,17	3,03
РБ-13	Профілакторій друге введення	2,8	1,17	3,03
РБ-14	Терапевтичний корпус друге введення	16,8	5,54	17,69
РБ-15	Голов.корпус 11-ої лікарні друге введення	66,5	28,59	72,38
РБ-16	Котельня друге введення	44,1	18,96	48

2.3 Моделювання графіка електричних навантажень споживачів ЗТП №358

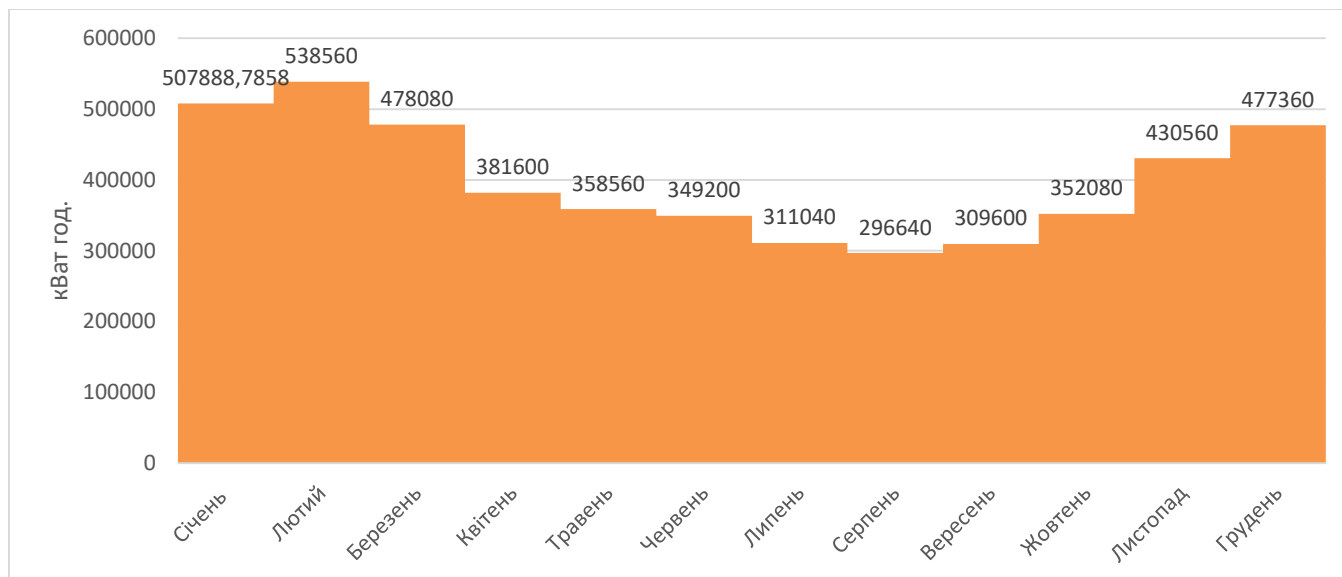


рисунок 2.3.1

2.4 Вибір електричного обладнання РП та ЗТП напругою 0,4-10 кВ

2.4.1 Вибір трансформаторів в ЗТП-358

Розрахункові потужності кожного трансформатора $S_{\text{Транс1}}$, $S_{\text{Транс2}}$

$$S_{\text{Транс.1}} = 379,35 \text{ КВА}$$

$$S_{\text{Транс.2}} = 358,45 \text{ КВА}$$

Обираємо трансформатор типу TS TRI 400 400кВА 6/0,4кВ,

Таблиця 2.4.1.1

Тип	Схема підкл. обмоток	Сно м. кВА	Уном обмоток		Втрати кВт		Іхх. %	Укз. %
			ВН	НН	Хх.	Кз.		
TS TRI 400 400 кВА 6/0,4кВ,	Y/Y	400	6(10)	0.4	0,82	4,3	0,95	6

Виконаємо перевірку трансформатора потужністю 400 кВА. Навантаження однієї секції даний трансформатор однозначно реалізує. Тому слід виконати його перевірку за навантаженням у післяаварійному режимі.

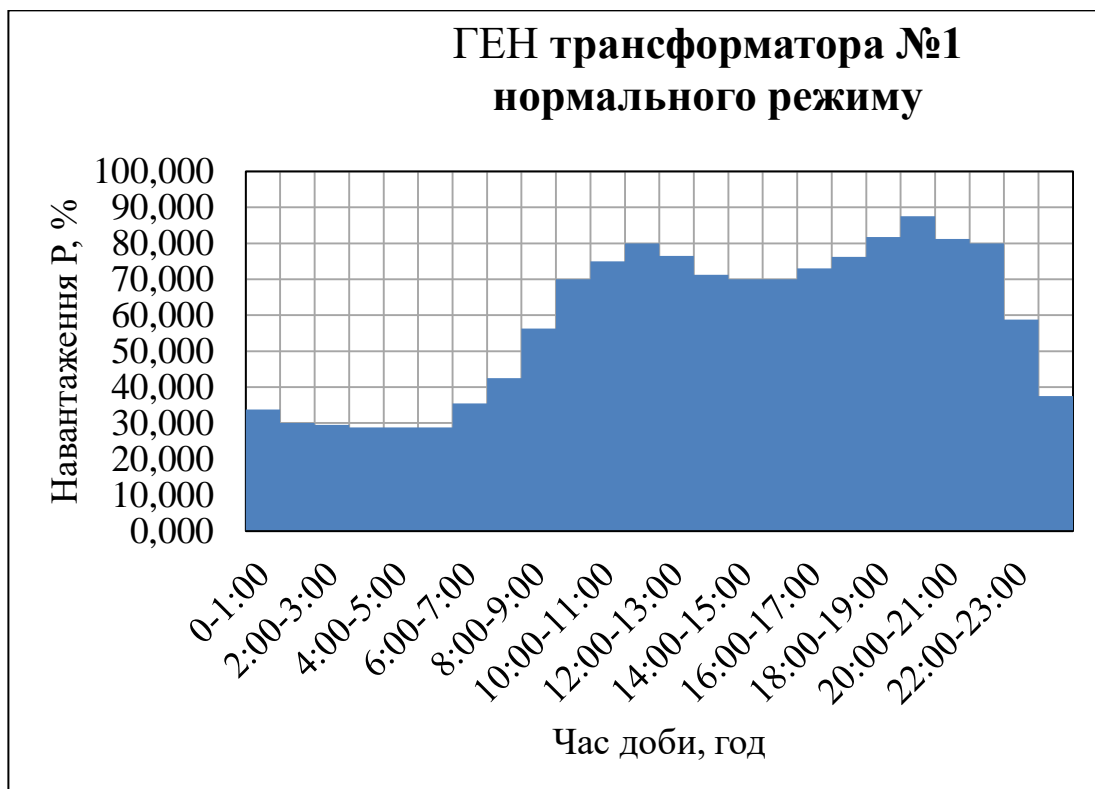


Рисунок 2.4.1.1

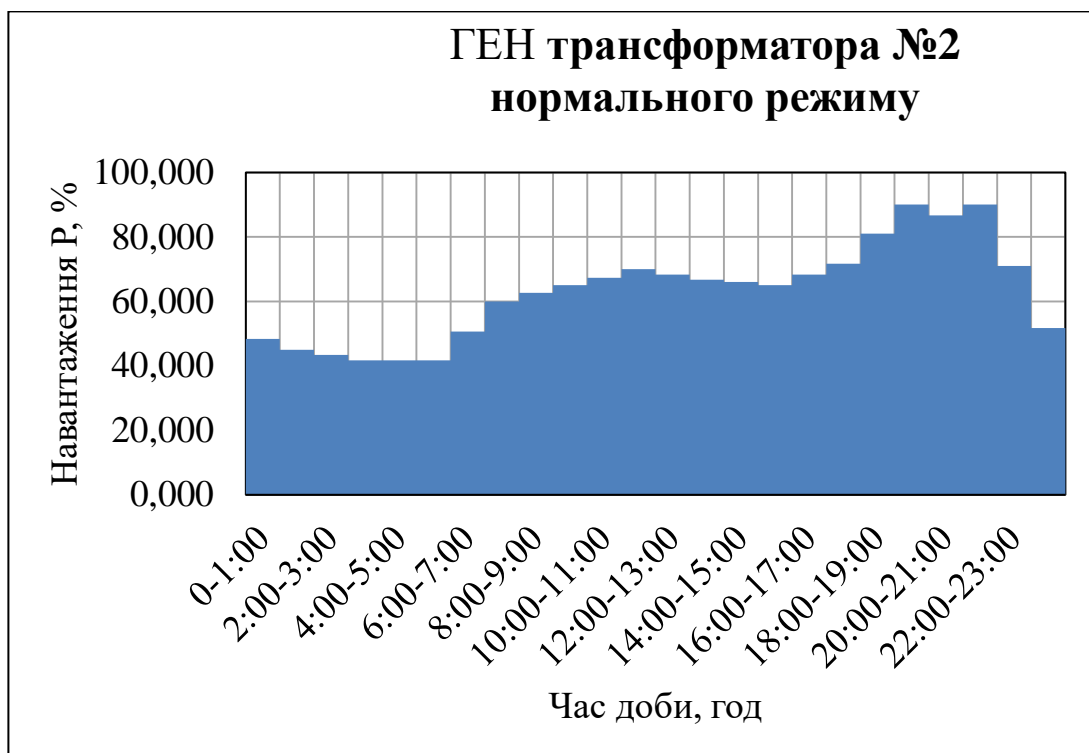


Рисунок 2.4.1.2

Таблиця 2.4.1.2

Час заміру	Напруга на шинах, кВ		Зимовий період		Зимовий період			Зимовий період		
	1СШ 10кВ	2СШ 10кВ	ТМН - 400 №1	ТМН -400 №2	ТМН -400 №1	ТМН - 400 №2	ПА- режим	ТМН - 400 №1	ТМН -400 №2	ПА- режим
			А	А	кВА	кВА	кВА	K_3	K_3	$K_{з.ав}$
0:00-1:00	6,15	6,15	12	16,2	127,8	172,6	300,4	0,32	0,43	0,751
1:00-2:00	6,1	6,1	10,6	15,16	112,0	160,2	272,2	0,28	0,40	0,680
2:00-3:00	6,1	6,1	10,5	14,59	110,9	154,2	265,1	0,28	0,39	0,663
3:00-4:00	6,1	6,1	10,25	14,03	108,3	148,2	256,5	0,27	0,37	0,641
4:00-5:00	6,1	6,1	10,25	14,05	108,3	148,4	256,7	0,27	0,37	0,642
5:00-6:00	6,1	6,1	10,25	14,08	108,3	148,8	257,1	0,27	0,37	0,643
6:00-7:00	6,15	6,15	12,65	17,07	134,7	181,8	316,6	0,34	0,45	0,791
7:00-8:00	6,15	6,15	15,15	20,21	161,4	215,3	376,7	0,40	0,54	0,942
8:00-9:00	6,2	6,2	20	21,11	214,8	226,7	441,5	0,54	0,57	1,104
9:00- 10:00	6,2	6,2	25	21,89	268,5	235,1	503,5	0,67	0,59	1,259
10:00- 11:00	6,2	6,2	26,7	22,68	286,7	243,6	530,3	0,72	0,61	1,326
11:00- 12:00	6,2	6,2	28,5	23,58	306,1	253,2	559,3	0,77	0,63	1,398
12:00- 13:00	6,2	6,2	27,27	23,022	292,8	247,2	540,1	0,73	0,62	1,350
13:00- 14:00	6,2	6,2	25,4	22,46	272,8	241,2	514,0	0,68	0,60	1,285
14:00- 15:00	6,2	6,2	24,95	22,23	267,9	238,7	506,7	0,67	0,60	1,267

Продовження таблиці 2.4.1.2										
15:00-16:00	6,2	6,2	24,95	21,89	267,9	235,1	503,0	0,67	0,59	1,258
16:00-17:00	6,25	6,25	26	23,02	281,5	249,2	530,7	0,70	0,62	1,327
17:00-18:00	6,25	6,25	27,18	24,14	294,2	261,3	555,6	0,74	0,65	1,389
18:00-19:00	6,25	6,25	29,14	27,28	315,4	295,3	610,8	0,79	0,74	1,527
19:00-20:00	6,25	6,25	31,19	30,32	337,6	328,2	665,9	0,84	0,82	1,665
20:00-21:00	6,25	6,25	28,97	29,19	313,6	316,0	629,6	0,78	0,79	1,574
21:00-22:00	6,25	6,25	28,52	30,32	308,7	328,2	637,0	0,77	0,82	1,592
22:00-23:00	6,2	6,2	20,94	23,92	224,9	256,9	481,7	0,56	0,64	1,204
23:00-24:00	6,15	6,15	13,17	17,4	140,3	185,3	325,6	0,35	0,46	0,814

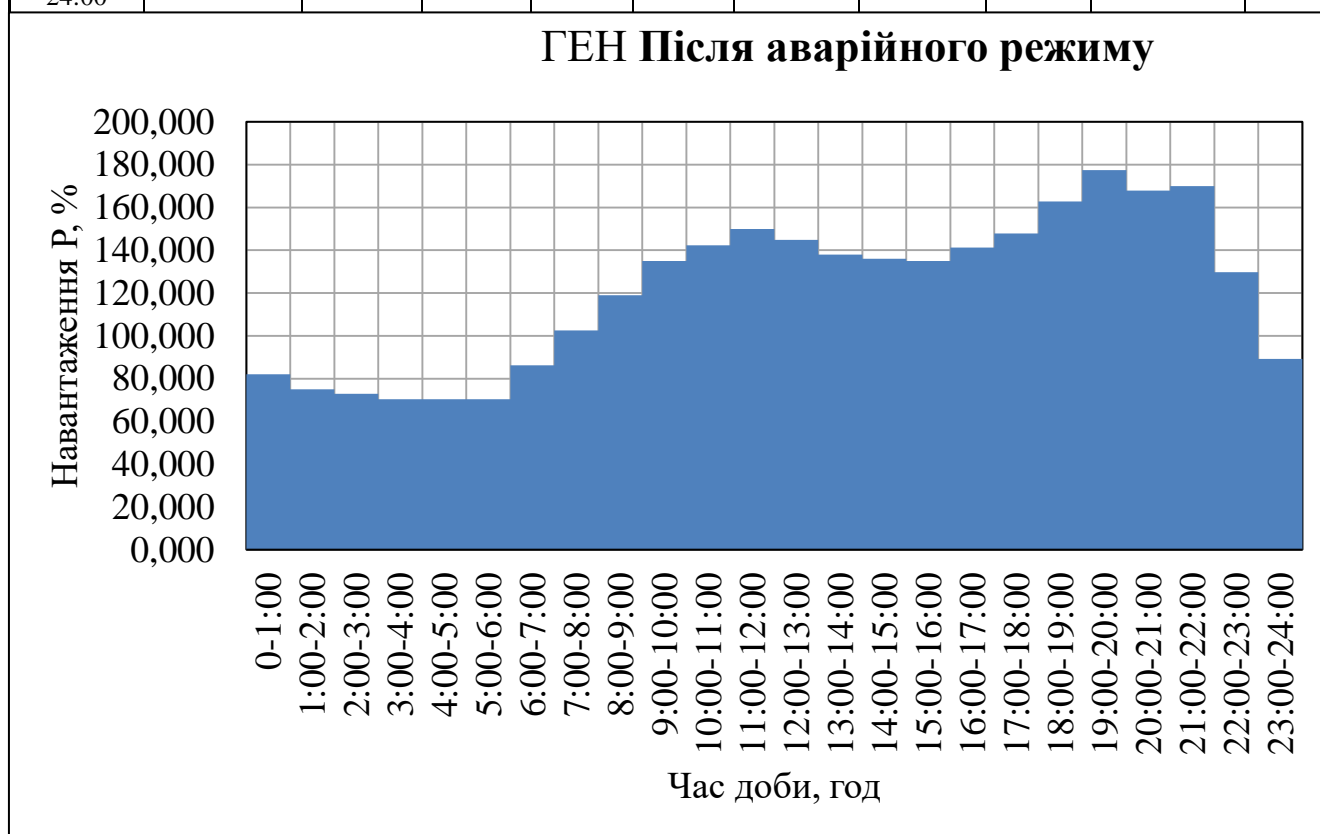


Рисунок 2.4.3

Виконаємо перетворення графіка навантаження (ПА-режим) трансформатора в добовий, еквівалентний за втратами, двоступеневий прямокутний графік з представленням навантаження в частках від номінальної потужності. Аналіз виконується аналогічно, як і для нормального режиму роботи.

Ділянка перевантаження: $h' = 15$ год.

Ділянка недовантаження: $t = 9$ год.

Початкове навантаження: $K_1 = 0,736$

Попереднє значення перевантаження: $K_2' = 1.377$

Порівняння значення K_2' з K_{max} вихідного графіка навантаження:

$$0.9K_{max} = 0.9 * 1.665 = 1.4985$$

Так як $K_2' \leq K_{max}$, то $K_2 = 0,9$; $K_{max} = 1,349$, а тривалість h перевантаження еквівалентного графіка навантаження :

$$h = \frac{(K_2')^2 * h'}{(0.9 * K_{max})^2} = \frac{1.377^2 * 15}{(0.9 * 1.665)^2} = 12.66 \text{ год.}$$

Для розподільних трансформаторів з сухим охолодженням відповідно до таблиці перевантаження величиною 1,377 протягом 12,66 год є неприпустимим, тому що за таких умов скорочення терміну служби перевищить нормальне.

Тому обираємо трансформатор типу TS TRI 630 630кВА 6/0,4кВ,

Таблиця 2.4.3

Тип	Схема підкл. обмоток	Сно м. кВА	Уном обмоток		Втрати кВт		Іхх. %	Укз. %
			ВН	НН	Хх.	Кз.		
TS TRI 630 630 кВА 6/0,4кВ,	Y/Y	630	6(10)	0.4	1,5	4,3	1,1	5

Виконаємо перевірку трансформатора потужністю 630 кВА. Навантаження однієї секції даний трансформатор однозначно реалізує. Тому слід виконати його перевірку за навантаженням у післяаварійному режимі.

Таблиця 2.4.1.4

Час заміру	Напруга на шинах, кВ		Зимовий період		Зимовий період			Зимовий період		
	1СШ 10кВ	2СШ 10кВ	ТМН - 400 №1	ТМН - 400 №2	ТМН - 400 №1	ТМН - 400 №2	ПА-режим	ТМН - 630 №1	ТМН - 630 №2	ПА-режим
			А	А	кВА	кВА	кВА	K_3	K_3	$K_{з.ав}$
0:00-1:00	6,15	6,15	12	16,2	127,8	172,6	300,4	0,20	0,27	0,477

Продовження таблиці 2.4.1.4										
1:00-2:00	6,1	6,1	10,6	15,16	112,0	160,2	272,2	0,18	0,25	0,432
2:00-3:00	6,1	6,1	10,5	14,59	110,9	154,2	265,1	0,18	0,24	0,421
3:00-4:00	6,1	6,1	10,25	14,03	108,3	148,2	256,5	0,17	0,24	0,407
4:00-5:00	6,1	6,1	10,25	14,05	108,3	148,4	256,7	0,17	0,24	0,408
5:00-6:00	6,1	6,1	10,25	14,08	108,3	148,8	257,1	0,17	0,24	0,408
6:00-7:00	6,15	6,15	12,65	17,07	134,7	181,8	316,6	0,21	0,29	0,503
7:00-8:00	6,15	6,15	15,15	20,21	161,4	215,3	376,7	0,26	0,34	0,598
8:00-9:00	6,2	6,2	20	21,11	214,8	226,7	441,5	0,34	0,36	0,701
9:00-10:00	6,2	6,2	25	21,89	268,5	235,1	503,5	0,43	0,37	0,799
10:00-11:00	6,2	6,2	26,7	22,68	286,7	243,6	530,3	0,46	0,39	0,842
11:00-12:00	6,2	6,2	28,5	23,58	306,1	253,2	559,3	0,49	0,40	0,888
12:00-13:00	6,2	6,2	27,27	23,022	292,8	247,2	540,1	0,46	0,39	0,857
13:00-14:00	6,2	6,2	25,4	22,46	272,8	241,2	514,0	0,43	0,38	0,816
14:00-15:00	6,2	6,2	24,95	22,23	267,9	238,7	506,7	0,43	0,38	0,804
15:00-16:00	6,2	6,2	24,95	21,89	267,9	235,1	503,0	0,43	0,37	0,798
16:00-17:00	6,25	6,25	26	23,02	281,5	249,2	530,7	0,45	0,40	0,842
17:00-18:00	6,25	6,25	27,18	24,14	294,2	261,3	555,6	0,47	0,41	0,882
18:00-19:00	6,25	6,25	29,14	27,28	315,4	295,3	610,8	0,50	0,47	0,969
19:00-20:00	6,25	6,25	31,19	30,32	337,6	328,2	665,9	0,54	0,52	1,057
20:00-21:00	6,25	6,25	28,97	29,19	313,6	316,0	629,6	0,50	0,50	0,999
21:00-22:00	6,25	6,25	28,52	30,32	308,7	328,2	637,0	0,49	0,52	1,011
22:00-23:00	6,2	6,2	20,94	23,92	224,9	256,9	481,7	0,36	0,41	0,765
23:00-24:00	6,15	6,15	13,17	17,4	140,3	185,3	325,6	0,02	0,29	0,517

Виконаємо перетворення графіка навантаження (ПА-режим) трансформатора в добовий, еквівалентний за втратами, двоступеневий прямокутний графік з представленням навантаження в частках від номінальної потужності. Аналіз виконується аналогічно, як і для нормального режиму роботи.

Ділянка перевантаження: $h' = 3$ год.

Ділянка недовантаження: $t = 21$ год.

Початкове навантаження: $K_1 = 0,7$

Попереднє значення перевантаження: $K_2' = 1.023$

Порівняння значення K_2' з K_{max} вихідного графіка навантаження:

$$0.9K_{max} = 0.9 * 1.057 = 0.9513$$

Так як $K_2' \leq K_{max}$, то $K_2 = 0,9$; $K_{max} = 1.057$, а тривалість h перевантаження еквівалентного графіка навантаження :

$$h = \frac{(K_2')^2 * h'}{(0.9 * K_{max})^2} = \frac{1.023^2 * 3}{(0.9 * 1.057)^2} = 3.46 \text{ год.}$$

Для розподільних трансформаторів з сухим охолодженням відповідно до таблиці перевантаження величиною 1,023 протягом 3,46 год є припустимим, і не призведе до ненормального скорочення терміну служби.

Переваги вибраного трансформатору з природним повітряним охолодженням. До складу ТП входить силовий трансформатор типу ТСЗ захищеного виконання з природним повітряним охолодженням і литою ізоляцією класу нагрівостійкості 180 ° С. Таким чином, підвищуємо безпеку роботи обслуговуючого персоналу, так як даний вид трансформаторів є пожежо-і вибухобезпечним.

2.4.2 Вибір високовольтних вимикачів.

Вибір вимикача

Умови вибору вимикачів:

1) за номінальною напругою: $U_n \geq U_{уст}$,

6 кВ \geq 6 кВ – умова виконується;

2) за номінальним струмом:

$$I_n \geq I_{pф},$$

$$I_{pф} = S_{ТП} / (1,73 U_{ном.ВН}) = 800 / (1,73 \cdot 6) = 77.07 \text{ А}$$

100А \geq 77.07 А – умова виконується.

3) за струмом відключення: $I_{отк.ном} \geq I_{нт}$

4) перевірка за повним струмом відключення:

$$\sqrt{2}I_{отк.ном} \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{nt} + i_{\alpha\tau}$$

$$\sqrt{2} * 2.5 \left(1 + \frac{20}{100}\right) \geq \sqrt{2} * 1.27 + 1.84$$

$$4.23\text{кА} \geq 3.65\text{кА}$$

5) динамічна стійкість проходження струмів КЗ: $i_{дин} \geq i_y$

$$i_y = \sqrt{2} * 2.51 * 1.82 = 6.44 \text{ кА}$$

6) термічна стійкість проходження струмів КЗ: $I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$,

Таблиця 2.4.2.1

Тип вимикача	ВВ-АЕ-10-5-100	
Умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_H \geq U_{уст}$	10 кВ	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_H \geq I_{рф}$	100 А	14.45 А
$I_{отк.ном} \geq I_{nt}$	4.43 кА	3.65кА
$i_{дин} \geq i_y$	20 кА	6,44 кА
$I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$	4.2 кА	$B_k = 2.57 * (1 + 0,05) = 2.7\text{кА}$
$\sqrt{2}I_{отк.ном} \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{nt} + i_{\alpha\tau}$	7,5кА	6,98кА

Отже, обираємо вимикач 6 кВ типу ВВ-АЕ-6-5-100

2.4.3 Вибір ввідних вимикачів 0,4 кВ

Для підключення розподільчого щита 0,4 кВ до шин приймаємо автоматичні вимикачі серії АВВ Т7S 1600 PR231/Р LS/In=1600 3р F F 50кА. Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормального режиму.

$$I_p = \frac{S_{HT}}{\sqrt{3}U_{HH}} = \frac{800}{1,73 * 0,38} = 1216A$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 660$ (В);
- за номінальним струмом автомата: $1216 < 1600$ (А)
- за номінальним струмом розчеплювача: $1216 < 1600$ (А)

Вибираємо уставки автомата:

1.Струм спрацьовування захисту від перевантаження $I_{спр.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 1,25 * 1600 = 2000$ А.

2.Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{св}$

$$I_{св} \geq i_{пик} = 1,25 * 1216 = 1520A. \text{ Приймаємо } I_{св} = 2,25 * I_{нр} = 2,25 * 1600 = 3600A$$

3.Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному

$$1,25I_{н.р}=2000 \text{ А Приймаємо } t_{пер} = 300 \text{ с}$$

4.Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{св}$. Приймаємо $t_{св} = 0,2$ с, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5.Струм спрацьовування миттєвого захисту 50 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

2.4.4 Вибір захисних апаратів окремих споживачів.

Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4-6 кВ

Для вибору та перевірки комутаційної апаратури та кабельних ліній необхідно виконати розрахунки струмів КЗ в характерних точках схеми.

Мережі 0,4-10 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо в наступних точках:

К₁ – шини 6 кВ розподільчого пункту;

К₂ – шини 6 кВ ЗТП ;

К3 – шини 0,4 кВ ЗТП

К4 – в кінці кабельної лінії 0,4 кВ (в точці підключення КЛ-0,4 кВ).

Розрахунок виконуємо приблизним приведенням параметрів схеми заміщення елементів до базисних умов в іменованих одиницях.

Мережі 10 кВ.

Розрахунок виконуємо приблизним приведенням параметрів схеми заміщення елементів до базисних умов у відносних одиницях.

для мережі 6 кВ виконаємо необхідні розрахунки.

Ікз.СШ6 = 4,81 кА – струм трифазного КЗ на шинах 6 кВ (живляча підстанція)

Для знаходження струму КЗ в точці К1 необхідно врахувати опір прийнятої лінії.

U_{ср}=6, кВ – середнє значення напруги в мережі 6 кВ

S_{баз} = 50 МВА – базисна потужність КЗ

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} = \frac{50}{1,73 * 6,3} = 4,81 \text{ кА}$$

Тоді опір системи буде становити:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{кз}} = \frac{50}{50} = 1$$

Опір КЛ-6 кВ довжиною $l = 1,2$ км:

- Індуктивний:

$$X_{кл6.1*} = X_0 l_l \frac{S_6}{U_{ср}^2} = 0,15 * 1,2 * \frac{50}{6,3^2} = 1,35 \text{ Ом}$$

де $X_0 = \omega L = 314 * 0,479 = 0,15$ Ом/км – питомий опір кабельної лінії 6 кВ;

$L = 0,252$ мГн/км – індуктивність жили мГн/км при прокладці одножильних кабелів у «площині» для напруги 6 кВ (таблиця 2.30, [7])

- Активний:

$$R_{кл6.1*} = R_0 l_l \frac{S_6}{U_{ср}^2} = 0,161 * 5,5 * \frac{50}{6,3^2} = 1,44 \text{ Ом}$$

- де $R_0 = 0,568$ Ом/км – питомий опір кабельної лінії 6 кВ таблиця 2.29 [7]

Струм трьохфазного короткого замикання в точці (1):

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_c * I_6}{\sqrt{R_{\Sigma к1}^2 + X_{\Sigma к1}^2}} = \frac{1 * 4,81}{\sqrt{1,35^2 + 1,44^2}} = 2,43 \text{ кА}$$

Струм двофазного короткого замикання в точці (1):

$$I_{к1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{к1}^{(3)} = 2,1 \text{ кА}$$

Розрахунок для точки К2 виконується аналогічно за прийнятими

параметрами кабельної лінії від РП-6 до кожної з КТП, які встановлюються на ФЕС. До наведеного вище розрахунку додається опір ще однієї КЛ-6 кВ. Опір КЛ-6 кВ довжиною $l = 0,8$ км:

- Індуктивний:

$$X_{\text{кл}2*} = X_0 l_{\text{л}} \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0.15 * 0,8 * \frac{50}{6,3^2} = 0,99 \text{ Ом}$$

- Активний:

$$R_{\text{кл}6.1*} = R_0 l_{\text{л}} \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0.568 * 0,8 * \frac{50}{6.3^2} = 1,07 \text{ Ом}$$

Струм трьохфазного короткого замикання в точці (2)

$$I_{\text{К}2}^{(3)} = \frac{E_c * I_6}{\sqrt{(R_{\Sigma\text{К}1} + R_{\text{кл}2})^2 + (X_{\Sigma\text{К}1} + X_{\text{кл}2})^2}} = \frac{1 * 13.7}{\sqrt{(0,99)^2 + (1,36)^2}} = 1,79 \text{ кА}$$

Струм двофазного короткого замикання в точці (2):

$$I_{\text{К}2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{К}2}^{(3)} = 1,49 \text{ кА}$$

Тоді:

$$S_{\text{К}2} = \sqrt{3} I_{\text{К}2}^{(3)} * U_{\text{ср}1} = 1,73 * 1,49 * 6,3 = 16,23 \text{ МВА}$$

$U_{\text{ср.н}}=0,4$ кВ – середня напруга на низькій стороні трансформатора.

Розраховуємо струми КЗ для точки **К1** (шини 0,4 кВ ЗТП):

Опір високовольтної частини, приведений до напруги 0,4 кВ:

- сумарний активний опір до точки **Кз**:

$$R_{\Sigma\text{К}2} = (r_0 * l_{\text{кл}0,4}) = (0.868 * 0.082) = 0,0710 \text{ Ом} = 71 \text{ мОм}$$

- сумарний індуктивний опір до точки **Кз**:

$$X_{\Sigma\text{К}2} = (X_0 * l_{\text{кл}0,4}) = (0.088 * 0,082) = 0.0072 = 7,2 \text{ мОм}$$

2) опір трансформатора ЗТП встановлені TS TRI 630 630кВА 6/0,4кВ

$$R_{\text{T}} = \frac{\delta P_{\text{кз}} * U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н.т}}^2} \left(\frac{U_{\text{ср.осн}}^2}{U_{\text{ср.н}}^2} \right) = \frac{6,4 * 6^2}{630^2} * \left(\frac{0,4^2}{6,3^2} \right) * 10^6 = 1.152 \text{ мОм}$$

$$Z_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к}\%} * U_{\text{н}}^2}{100 * S_{\text{н.т}}} * \left(\frac{U_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ср.осн}}^2} \right) = \frac{5 * 6^2}{100 * 630} * \left(\frac{0,4^2}{6,3^2} \right) * 10^6 = 6,97 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{6,97^2 - 1,152^2} = 6,87 \text{ мОм}$$

4) опір кабельної лінії від РЩ-0,4 ЗТП до споживача

$$R_{\text{кл}0,4} = r_0 * l_{\text{кл}0,4} = 0,868 * 0,12 = 0,10428 \text{ Ом} = 104,28 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{кл}0,4} = X_0 * l_{\text{кл}0,4} = 0,088 * 0,12 = 0,00697 \text{ Ом} = 10,56 \text{ мОм}$$

$$r_0 = 0,868 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$x_0 = 0,088 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

При розрахунку струмів короткого замикання в мережах до 1000 В необхідно враховувати перехідні опори котушок і контактів автоматичних вимикачів та трансформаторів струму, рубильників та підключень кабельних ліній. З цією метою вводимо у розрахунок додатковий опір, значення якого приймаємо для точки К₄ – 5 мОм, для точки К₃ – 3 мОм [8]. Додатковий опір для точок К₃:

Розраховуємо струми короткого замикання в точці К₃:

- сумарний активний опір

а) без урахування опору дуги

$$R_{\Sigma k3 \text{ min}} = R_{\Sigma k2} + R_T + R_{\text{дод}} = 71 + 1,152 + 3 = 75,152 \text{ Ом}$$

б) з урахуванням опору дуги (для знаходження мінімальних струмів К₃):

$$\begin{aligned} R_{\Sigma k3 \text{ max}} &= R_{\Sigma k2} + R_T + R_{\text{дод}} + R_{\text{дз}} = \\ &= 71 + 1,152 + 3 + 4,5 = 79,652 \text{ мОм} \end{aligned}$$

$R_{\text{дз}} = 4,5 \text{ мОм}$ – опір дуги у місці короткого замикання за трансформатором потужністю 630 кВА, прийнятий у відповідності до ГОСТ 28249-93 (табл.2).

- сумарний реактивний опір

$$X_{\Sigma k3} = X_{\Sigma k2} + X_T = 7,2 + 6,87 = 14,07 \text{ мОм}$$

-струм трифазного К₃

$$I_{K3min}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} * \sqrt{R_{\Sigma K3max}^2 + X_{\Sigma K3}^2}} = \frac{0,4}{1,73 * \sqrt{79,652^2 + 14,07^2}} = 2,86 \text{кА}$$

$$I_{K3max}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} * \sqrt{R_{\Sigma K3min}^2 + X_{\Sigma K3}^2}} = \frac{0,4}{1,73 * \sqrt{75,152^2 + 14,07^2}} = 3,02 \text{кА}$$

- струм двофазного КЗ

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} I_{K3}^{(3)}}{2} = \frac{1,73 * 3,02}{2} = 2,62 \text{кА}$$

- струм однофазного КЗ, кА

Для розрахунку $I_{K3}^{(1)}$ по ПУЕ рекомендується наступна спрощена формула:

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{T0} + Z_n} = \frac{0,230}{9 + 5,5} = 14,3 \text{кА}$$

де U_{ϕ} - фазна напруга мережі;

Z_{T0} - 9 мОм опір силового трансформатора 630 кВА при однофазному замиканні на корпус;

Повний опір петлі: фазний - нульовий провід

$$Z_n = \sqrt{(R_{дз} + R_{додз})^2 + (X_c)^2} = 7 \text{мОм}$$

$R_{д}$ - опір дуги в точці КЗ приймається по ГОСТ 28249-93;

X_c - опір живлячої системи

Розраховуємо струми короткого замикання в точці **К4** :

- сумарний активний опір

$$\begin{aligned} R_{\Sigma k4min} &= R_{\Sigma k3} + R_{кл0,4} + R_{дод2} = \\ &= 75,152 + 71 + 5 = 151,152 \text{мОм} \\ R_{\Sigma k4max} &= R_{\Sigma k3} + R_{кл0,4} + R_{дод2} + R_{д2} = \end{aligned}$$

$$= 75,152 + 71 + 5 + 9 = 160,152 \text{ мОм}$$

де $R_{д2} = 9 \text{ мОм}$ – опір дуги у місці короткого замикання за трансформатором потужністю 630 кВА в кінці кабеля перерізом 120 мм² довжиною (від ЗТП до споживача) м, прийнятий у відповідності до ГОСТ 28249-93 (рис. 14)

- сумарний реактивний опір

$$X_{\Sigma K4} = X_{\Sigma K3} + X_{\Sigma кл0,4} = 14,07 + 7,2 = 21,27 \text{ мОм}$$

- струм трифазного КЗ

$$I_{K4min}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} * \sqrt{R_{\Sigma K4max}^2 + X_{\Sigma K4}^2}} =$$

$$= \frac{0,4}{1,73 * \sqrt{160,152^2 + 21,27^2}} = 1,43 \text{ кА}$$

$$I_{K4max}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} * \sqrt{R_{\Sigma K4min}^2 + X_{\Sigma K4}^2}} =$$

$$= \frac{0,4}{1,73 * \sqrt{151,152^2 + 21,27^2}} = 1,513 \text{ кА}$$

- струм двофазного КЗ

$$I_{K4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} I_{K4}^{(3)}}{2} = \frac{1,73 * 1,513}{2} = 1,31 \text{ кА}$$

РБ-1

Для підключення фідеру РБ-1 приймаємо автоматичні вимикачі серії Tmax T6N 630 TMA 630-6300 3P F F ABB . Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормального режиму.

$$I_p = \frac{S_{pб-1}}{\sqrt{3}U_{HH}} = \frac{261}{1,73 * 0,38} = 411,12A$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 660$ (В);
- за номінальним струмом автомата: $411 < 630$ (А)
- за номінальним струмом розчеплювача: $411 < 630$ (А)

Вибираємо уставки автомата:

1.Струм спрацьовування захисту від перевантаження $I_{спр.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 1,25 * 630 = 787,5A$.

2.Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{св}$

$$I_{св} \geq i_{пик} = 1,25 * 411,12 = 513,96A. \text{ Приймаємо } I_{св} = 2,25 * I_{нр} = 2,25 * 630 \\ = 1417,5A$$

3.Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному

$1,25I_{н.р}=787,5$ А Приймаємо $t_{пер} = 300$ с

4.Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{св}$. Приймаємо $t_{св} = 0,2$ с, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5.Струм спрацьовування миттєвого захисту 36 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

РБ-2

Для підключення фідеру РБ-3 приймаємо автоматичні вимикачі серії АВВ SH203-В40 ЗР 40А. Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормального режиму.

$$I_p = \frac{S_{pб-2}}{\sqrt{3}U_{нн}} = \frac{22,59}{1,73 * 0,38} = 34,36A$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 660$ (В);
- за номінальним струмом автомата: $34,36 < 40$ (А)
- за номінальним струмом розчеплювача: $34,36 < 40$ (А)

Вибираємо уставки автомата:

1. Струм спрацьовування захисту від перевантаження $I_{спр.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 1,25 * 40 = 50$ А.

2. Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{св}$

$$I_{св} \geq i_{пик} = 1,25 * 34,36 = 42,95A. \text{ Приймаємо } I_{св} = 2,25 * I_{нр} = 2,25 * 40 = 90A$$

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному

$1,25I_{нр} = 50$ А Приймаємо $t_{пер} = 300$ с

4. Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{св}$. Приймаємо $t_{св} = 0,2$ с, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5. Струм спрацьовування миттєвого захисту 6 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

РБ-5

Для підключення фідеру РБ-5 приймаємо автоматичні вимикачі серії Formula A1B 125 TMF 80-800 3P F. Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормального режиму.

$$I_p = \frac{S_{p6-5}}{\sqrt{3}U_{HH}} = \frac{48}{1,73 * 0,38} = 73,02A$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 660$ (В);
- за номінальним струмом автомата: $73,02 < 80$ (А)
- за номінальним струмом розчеплювача: $73,02 < 80$ (А)

Вибираємо уставки автомата:

1. Струм спрацьовування захисту від перевантаження $I_{спр.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 1,25 * 80 = 100$ А.

2. Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{св}$

$$I_{св} \geq i_{пик} = 1,25 * 73,02 = 91,27A. \text{ Приймаємо } I_{св} = 2,25 * I_{нр} = 2,25 * 80 = 180A$$

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному

$1,25I_{нр} = 100$ А Приймаємо $t_{пер} = 300$ с

4. Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{св}$. Приймаємо $t_{св} = 0,2$ с, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5. Струм спрацьовування миттєвого захисту 18 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

РБ-6

Для підключення фідеру РБ-6 приймаємо автоматичні вимикачі серії Tmax T5N 400 ТМА 320-3200 ЗР Ф. Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормального режиму.

$$I_p = \frac{S_{p6-5}}{\sqrt{3}U_{HH}} = \frac{259,75}{1,73 * 0,38} = 395,12A$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 660$ (В);
- за номінальним струмом автомата: $395,12 < 400$ (А)
- за номінальним струмом розчеплювача: $395,12 < 400$ (А)

Вибираємо уставки автомата:

1.Струм спрацьовування захисту від перевантаження $I_{спр.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 1.25 * 400 = 500$ А.

2.Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{св}$

$$I_{св} \geq i_{пик} = 1,25 * 395,12 = 493,9A. \text{ Приймаємо } I_{св} = 2.25 * I_{нр} = 2.25 * 400 = 900A$$

3.Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному

$1,25I_{н.р}=500$ А Приймаємо $t_{пер} = 300$ с

4.Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{св}$. Приймаємо $t_{св} = 0,2$ с, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5.Струм спрацьовування миттєвого захисту 36 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

РБ-7

Для підключення фідеру РБ-7 приймаємо автоматичні вимикачі серії Tmax XT2N 160 ТМА 800-800 ЗР Ф. Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормального режиму.

$$I_p = \frac{S_{p6-5}}{\sqrt{3}U_{HH}} = \frac{72,38}{1,73 * 0,38} = 110,11A$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 660$ (В);
- за номінальним струмом автомата: $110,11 < 160$ (А)
- за номінальним струмом розчеплювача: $110,11 < 160$ (А)

Вибираємо уставки автомата:

1.Струм спрацьовування захисту від перевантаження $I_{спр.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 1.25 * 160 = 200$ А.

2.Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{св}$

$$I_{св} \geq i_{пик} = 1,25 * 110,11 = 137,63A. \text{ Приймаємо } I_{св} = 2.25 * I_{нр} = 2.25 * 160 = 360A$$

3.Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному

$$1,25I_{н.р}=200 \text{ А Приймаємо } t_{пер} = 300 \text{ с}$$

4.Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{св}$. Приймаємо $t_{св} = 0,2$ с, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5.Струм спрацьовування миттєвого захисту 36 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

РБ-8

Для підключення фідеру РБ-8 приймаємо автоматичні вимикачі серії АВВ SH203-B40 ЗР 25А . Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормального режиму.

$$I_p = \frac{S_{p6-5}}{\sqrt{3}U_{HH}} = \frac{14,11}{1,73 * 0,38} = 21,47A$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $21,47 < 25$ (В);
- за номінальним струмом автомата: $21,47 < 25$ (А)
- за номінальним струмом розчеплювача: $21,47 < 25$ (А)

Вибираємо уставки автомата:

1. Струм спрацьовування захисту від перевантаження $I_{спр.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 1,25 \cdot 25 = 31,25$ А.

2. Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{св}$

$$I_{св} \geq i_{пик} = 1,25 \cdot 21,47 = 26,84 \text{ А. Приймаємо } I_{св} = 2,25 \cdot I_{нр} = 2,25 \cdot 25 = 56,25 \text{ А}$$

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному

$$1,25 I_{н.р} = 31,25 \text{ А. Приймаємо } t_{пер} = 300 \text{ с}$$

4. Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{св}$. Приймаємо $t_{св} = 0,2$ с, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5. Струм спрацьовування миттєвого захисту 4 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

РБ-11

Для підключення фідеру РБ-11 приймаємо автоматичні вимикачі серії АВВ SH203-B40 ЗР 32А. Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормальноного режиму.

$$I_p = \frac{S_{рб-5}}{\sqrt{3} U_{нн}} = \frac{20,72}{1,73 \cdot 0,38} = 31,52 \text{ А}$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $0,38 < 0,66$ (В);
- за номінальним струмом автомата: $31,52 < 32$ (А)
- за номінальним струмом розчеплювача: $31,52 < 32$ (А)

Вибираємо уставки автомата:

1. Струм спрацьовування захисту від перевантаження $I_{спр.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 1,25 \cdot 32 = 40$ А.

2. Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{св}$

$$I_{св} \geq i_{пик} = 1,25 * 31,52 = 39,41 \text{ А. Приймаємо } I_{св} = 2,25 * I_{нр} = 2,25 * 32 = 72 \text{ А}$$

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному

$1,25 I_{нр} = 40$ А Приймаємо $t_{пер} = 300$ с

4. Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{св}$. Приймаємо $t_{св} = 0,2$ с, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5. Струм спрацьовування миттєвого захисту 6 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

РБ-13, РБ-14, РП-15, РП-16, це другі введення споживачів (резервні), тому приймаємо комутаційну апаратуру таку саму, як і на основних введеннях.

2.4.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.

Трансформатори струму призначені для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле (5 А, рідше 1 або 2,5), а також для відділення ланцюгів управління і захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Номінальний первинний струм повинен бути якомога ближче до розрахункового струму установки, так як недовантаження первинної обмотки трансформатора призводить до

збільшення похибок . Обраний трансформатор струму перевіряють на динамічну і термічну стійкість до струмів короткого замикання. Крім цього трансформатори струму підбирають по класу точності, який повинен відповідати класу точності приладів, що підключаються до вторинної ланцюга вимірювального трансформатора струму (ІТТ) - Щоб трансформатор струму забезпечив задану точність вимірювань, потужність підключених до нього приладів не повинна бути вище номінальної вторинної навантаження, зазначеної в паспорті трансформатора струму.

Вибір трансформатора струму виконується по умовам:

По напрузі:

$$U_{уст} \leq U_{ном} : 0,4 \leq 0,66$$

По струму :

$$I_{норм} \leq I_{ном} : 1216A \leq 1600A$$

По класу точності:

Для комерційного обліку дозволяється використовувати трансформатори струму з класом точності 0,2s, 0.5s, 0.5, 1, 3.

Номінальний струм повинен бути як можна ближче до робочого струму установки, так як недовантаження обмотки веде до збільшення похибок.

Обираємо трансформатор струму ТАС84-0.66кВ. 1600/5А клас точности 0.5s

Таблиця 2.4.5.1

Тип	$U_{ном}$ В	Струм первинної обмотки А	Струм вторинної обмотки А	Клас точності
ТТИ-100	0,66	1600	5	0,5s

2.4.6 Заземлення підстанції

Приймаються наступні параметри:

-довжина контуру заземлення становить $D = 16,5$ м;

-ширина контуру заземлення – $Ш = 10$ м;

-периметр контуру заземлення складе:

$$P_k = 2 \cdot (D + Ш) = 2 \cdot (16,5 + 10) = 53 \text{ м};$$

-грунт – суглинок, третя кліматична зона;

-природні заземлювачі відсутні.

Згідно ПУЕ, опір загального заземлюючого пристрою, що використовується для заземлення електроустановок різної напруги і призначення, повинна відповідати вимогам щодо заземлення обладнання, для якого найменший опір розтіканню має бути не більше 4 Ом. Тому за розрахунковий опір заземлюючого пристрою приймаємо $R_z = 4$ Ом.

1. В якості вертикальних заземлювачів приймаємо сталеві куточки з розмірами 63х63х6 мм і довжиною 3 м. Верхні кінці електродів мають на глибині 0,8 м від поверхні землі. До них приварюють горизонтальні електроди у вигляді сталеві смуги з розмірами 40х5 мм з такою ж стали, що і вертикальні електроди.

2. Попередньо, з урахуванням площі, займаної об'єктом, намічаємо розташування заземлювачів – по периметру з відстанню між вертикальними електродами.

За прийнятою схемою кількість вертикальних електродів складе:

$$N_{в.э.} = P / \Delta l = 53 / 3 - 1 \approx 17 \text{ шт.}$$

Довжина смуги горизонтального електрода:

$$L_{пол} = P + L_{ПЗ} = 53 + 8 = 61 \text{ м},$$

де $L_{ПЗ} = 8$ м – довжина смуги заземлення будівлі до контуру заземлення

3. Опір штучного заземлювача при відсутності природних заземлювачів приймаємо рівним допустимому опору заземлювального пристрою $R_{іск} = R_3 = 4 \text{ Ом}$.

4. Визначаємо розрахункові питомі опору ґрунту для горизонтальних і вертикальних заземлювачів:

$$p_{\text{расч.}} = p_{\text{уд}} * K_{\text{в.г.}} = 100 * 2.5 = 250 \text{ Ом} * \text{м}$$

$$p_{\text{расч.}} = p_{\text{уд}} * K_{\text{п.в.}} = 100 * 1.3 = 130 \text{ Ом} * \text{м}$$

де $p_{\text{уд}} = 100 \text{ Ом} * \text{м}$ – питомий опір

$K_{\text{п.в.}} = 1.3$ – поправочний сезонний коефіцієнт на величину питомого опору ґрунту для вертикальних стрижневих електродів довжиною 3 м при глибині їх закладення 0,8 м для третьої кліматичної зони.

$K_{\text{в.г.}} = 1.3$ поправочний сезонний коефіцієнт на величину питомого опору ґрунту для горизонтальних електродів у вигляді смуги довжиною $> 10 \text{ м}$ для третьої кліматичної зони

5. Визначаємо розрахунковий опір розтіканню горизонтальних електродів:

$$R_r = \frac{0.366 * p_{\text{расч.}}}{L_{\text{пол}}} \lg \frac{2L_{\text{пол}}^2}{b_{\text{пол}}t} = \frac{0.366 * 250}{53} \lg \frac{2 * 60^2}{0.04 * 0.8} = 8.16 \text{ Ом}$$

де $b_{\text{пол}}$ – ширина смуги, м;

$L_{\text{пол}}$ – довжина вертикального електрода, м;

$t = 0.8 \text{ м}$ – глибина закладення горизонтального електрода.

6. Опір розтіканню одного вертикального електрода визначаємо за формулою:

$t = 0.8 + 0.5l = 0.8 + 0.5 * 3 = 2.3 \text{ м}$ – глибина закладення (відстань від

поверхні до середини електрода)

7. Для відношення прийнятого відстані між вертикальними електродами до їх довжини $\alpha = 1$ при розташуванні електродів по контуру, кількості 17 шт, коефіцієнт використання вертикальних електродів $\eta_v = 0,494$; коефіцієнт використання сполучної смуги $\eta_r = 0,291$

8. Опір струму штучного заземлювача, що складається з вертикальних електродів, електрично пов'язаних між собою смугою, що знаходиться в контакті з землею знаходимо з виразу

$$R_{\text{из}} = \frac{1}{\frac{n_r}{R_r} + \frac{n_v * N_v}{R_v}} = \frac{1}{\frac{0.291}{8.16} + \frac{0.494 * 17}{34.1}} = 3.540 \text{ Ом}$$

Отриманий результат задовольняє вимоги ПУЕ за величиною опору заземлення, так як воно менше 4,0 Ом. Остаточо приймаємо план заземлення, наведений на рис.2.10.1.

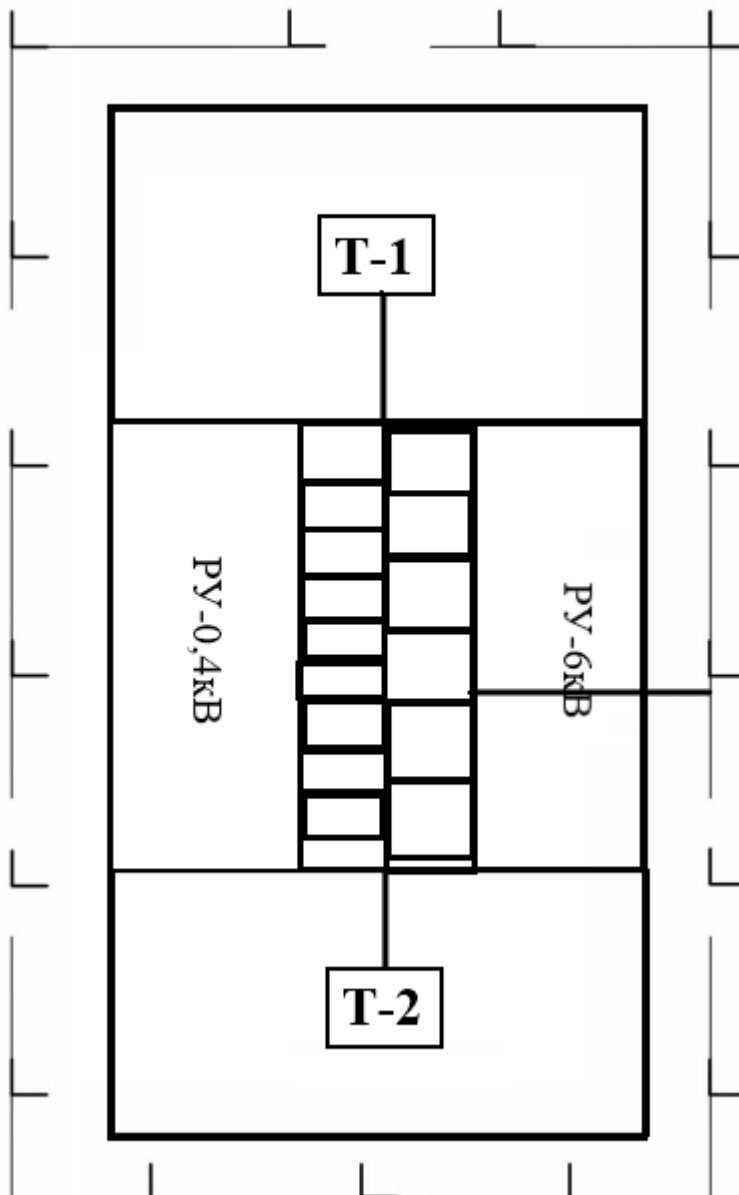


Рисунок 2.4.6.1

2.5 Вибір КЛ 0,4-10 кВ по розрахунковому навантаженню

2.5.1 Вибір ліній 6(10) кВ

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 6(10) кВ з перевіркою занаступними

показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження
- по допустимому струму короткого замикання по жилі;
- по допустимому струму короткого замикання по екрану;

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{НОМ.ТП 6(10)кВ}} = \frac{P_{\text{р.тп}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ.ВН}} * \cos \varphi} = \frac{674,4}{1,73 * 6 * 0,92} = 70,62\text{А}$$

Приймаємо кабель марки АПвЄгаПу – 1 кабель 3х70/25мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 171 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

$U_{\text{ср}} = 6,3 \text{ кВ}$ - напруга мережі;

$S_{\text{к}}^6 = 50 \text{ МВА}$ (потужність КЗ на шинах 10 кВ РП)

Розрахунок струму КЗ за заданою потужністю КЗ:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{S_{\text{к}}^3}{\sqrt{3} * U_{\text{ср}}} = \frac{50}{1,73 * 6,3} = 4,81\text{кА}$$

$I_{\text{к.з.}} (3\text{ф}) = 4,81 \text{ кА}$ - максимальний струм 3-х фазного короткого замикання на шинах РП 6 кВ

$t_{п} = 1$ с - повний час тривалості короткого замикання

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{доп}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

а) для ділянки КЛ, прокладеної у траншеї за схемою "площина":

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 70 мм² у стандартних умовах $I_c = 171$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 6 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$$I_{70} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 = 171 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 = 148,65 \text{ А.}$$

$$70,62 \text{ А} < 148,65 \text{ А} - \text{ умова виконується.}$$

Переріз жили 70 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

2. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по жилі

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{кз(3)} < I_{кз.ж.}$$

$I_{к.з.ж.}$ - максимально допустимий струм короткого замикання жили кабелю, кА

$$I_{к.з.ж.} = I_{к.з.таб.} / \sqrt{t_{п}}$$

де $I_{к.з.таб.}$ - допустимий струм к.з. по жилі (при тривалості к.з. 1 с) з таблиці 2.25 [15] (6,6 кА);

$t_{п}$ - повний час тривалості короткого замикання.

$$I_{к.з.ж.} = 6,6 / \sqrt{1} = 6,6 \text{ (кА)}$$

4,81 < 6,6 (кА) - умова виконується.

3. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по екрану. Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{кз(2)} < I_{кз.е} = 4,18 < 5,1 \text{-умова виконується}$$

$$I_{кз(2)} = 0,87 * I_{кз(3)} = 0,87 * 4,81 = 4,18 \text{кА}$$

$$I_{кз.ж.} = \frac{I_{кз.таб.}}{\sqrt{t_{п}}} = \frac{6,6}{1} = 6,6 \text{кА}$$

де $I_{к.з.таб.е}$ - допустимий струм к.з. по екрану (при тривалості к.з. - 1 с.) з табл. 2.27 [16] (25 мм² - 5,1 кА).

На підставі результатів перевірки кабелю 6 кВ по допустимому струму короткого замикання по жилі та по екрану номінальний переріз на ділянці від усіх джерел живлення до ЗТП358 складає 3x70/25 мм².

2.5.2 Вибір ліній 0.4 кВ

РБ-1

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до виводної опори на ПЛ

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-1}} = \frac{P_{\text{рб-1}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{261}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 429\text{А}$$

Приймаємо 2 кабелі (спарку) марки АПвБбШп – 2 кабеля 4х120мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 248 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{\text{р}} < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 120 мм² у стандартних умовах $I_{\text{с}} = 248 \text{ А}$. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$$I_{120} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 = 246 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 = 442,17$$

$$429 \text{ A} < 442,17 \text{ A} - \text{ умова виконується.}$$

Переріз жили $2 \times 120 \text{ мм}^2$ у заданих умовах прокладання достатній.

РБ-2

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до будівлі РЕМ4

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-2}} = \frac{P_{\text{РБ-2}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{19,2}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 32 \text{ A}$$

Приймаємо кабель марки АПвБбШп – кабель $4 \times 16 \text{ мм}^2$,

$I_{\text{доп.пасп}} = 82 \text{ A}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 16 мм² у стандартних умовах $I_c = 82$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$$I_{16} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 = 82 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 = 75,28$$

32 А < 75,28 А - умова виконується.

Переріз жили 16 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

РБ-5

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до котельні

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{НОМ.РБ-5}} = \frac{P_{\text{РБ-5}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ.НН}} * \cos \varphi} = \frac{44,1}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 73\text{А}$$

Приймаємо кабель марки АПВББШп – кабель 4х25мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 82 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{\text{р}} < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 25 мм² у стандартних умовах $I_c = 112 \text{ А}$. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$$I_{25} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 = 112 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 = 99,36 \text{ А}$$

$$73 \text{ А} < 99,36 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Переріз жили 25 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до виводної опори на ПЛ

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-6}} = \frac{P_{\text{рб-6}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{252}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 416\text{А}$$

Приймаємо 2 кабелі (спарку) марки АПвБбШп – 2 кабеля 4х120мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 248 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{\text{р}} < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 120 мм² у стандартних умовах $I_{\text{с}} = 248 \text{ А}$. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для

літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$$I_{120} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 = 246 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 = 431,17$$

$$416 \text{ A} < 442,17 \text{ A} - \text{ умова виконується.}$$

Переріз жили 2x120 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

РБ-7

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до лікарні

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-7}} = \frac{P_{\text{рб-7}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{66,5}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 110 \text{ A}$$

Приймаємо кабель марки АПВББШп – кабель 4x35мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 135 \text{ A}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 35 мм² у стандартних умовах $I_c = 135$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$$I_{35} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_3 = 135 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 = 123,35 \text{ А}$$

110 А < 123,35 А - умова виконується.

Переріз жили 35 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

РБ-8

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до торгівельних павільонів

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-8}} = \frac{P_{\text{рб-8}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{12}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 19,84\text{А}$$

Приймаємо кабель марки АПвБбШп – кабель 4х10мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 67 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{\text{р}} < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 10 мм² у стандартних умовах $I_{\text{с}} = 67 \text{ А}$. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$$I_{10} = I_{\text{с}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_3 = 67 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 = 58,24 \text{ А}$$

$$19,84 \text{ А} < 58,24 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Переріз жили 10 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до профілакторію

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-2}} = \frac{P_{\text{рб-2}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = 19,6 = 32\text{А}$$

Приймаємо кабель марки АПвБбШп – кабель 4х16мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 82 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{\text{р}} < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 16 мм² у стандартних умовах $I_{\text{с}} = 82 \text{ А}$. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для

літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$$I_{16} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 = 82 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 = 71,28$$

$32 \text{ A} < 71,28 \text{ A}$ - умова виконується.

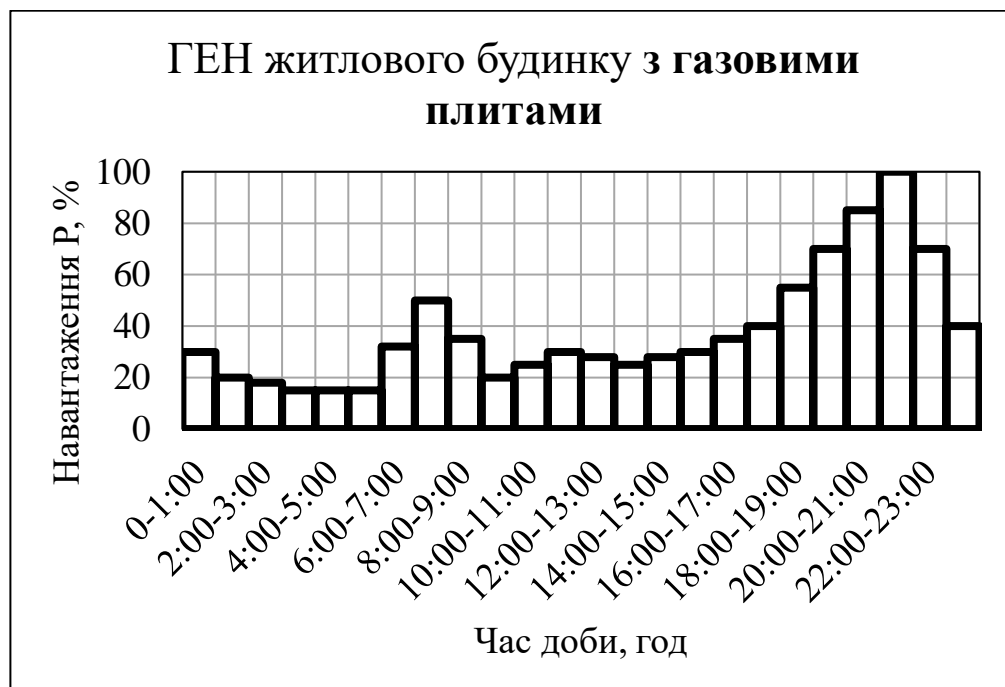
Переріз жили 16 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

2.6 Вибір КЛ 0,4-10 кВ із ЗПЕ-ізоляцією з урахуванням режимів роботи споживачів

2.6.1 Вибір ліній 0.4 кВ

РБ-1

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до виводної опори на ПЛ



Графік 2.6.1.1

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку,

наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-1}} = \frac{P_{\text{рб-1}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{261}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 429\text{А}$$

Приймаємо кабель марки АПвББШп – кабель 4х95мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 248 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{\text{р}} < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 95 мм² у стандартних умовах $I_{\text{с}} = 216 \text{ А}$. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$k_m = 2,63$ – коефіцієнт навантаження.

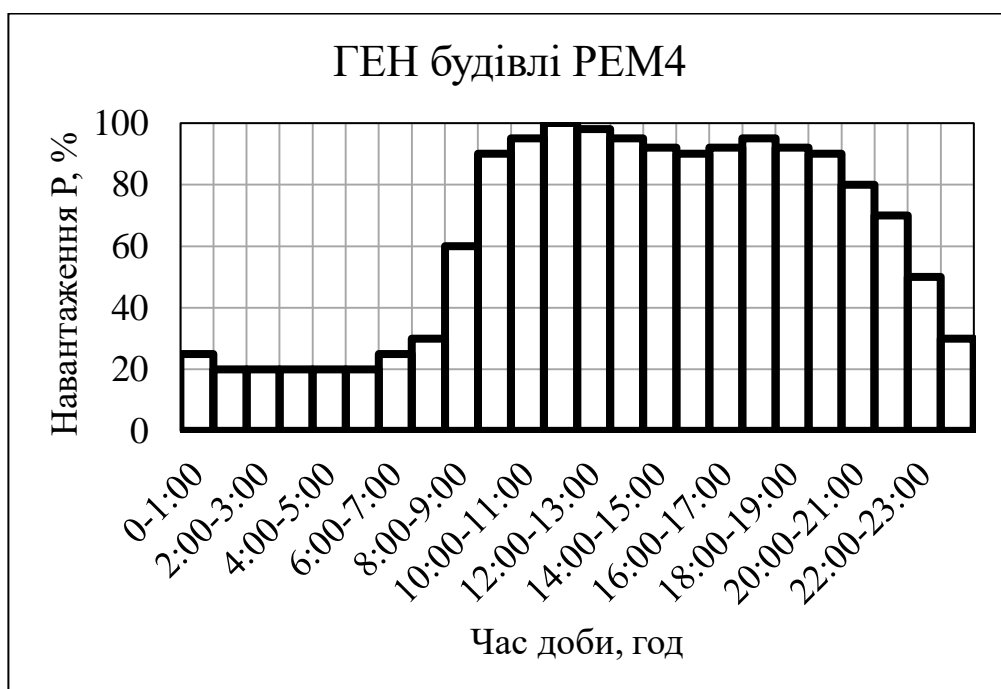
$$I_{95} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_m = 216 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 0,88 \cdot 2,63 = 493,68$$

429 А < 493,68 А - умова виконується.

Переріз жили 95 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

РБ-2

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до будівлі РЕМ4



Графік 2.6.1.2

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{НОМ.РБ-2}} = \frac{P_{\text{РБ-2}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ.НН}} * \cos \varphi} = \frac{19,2}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 32\text{А}$$

Приймаємо кабель марки АПвБбШп – кабель 4х10мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 53 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{\text{р}} < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 10 мм² у стандартних умовах $I_{\text{с}} = 53 \text{ А}$. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$k_m = 1,6$ – коефіцієнт навантаження.

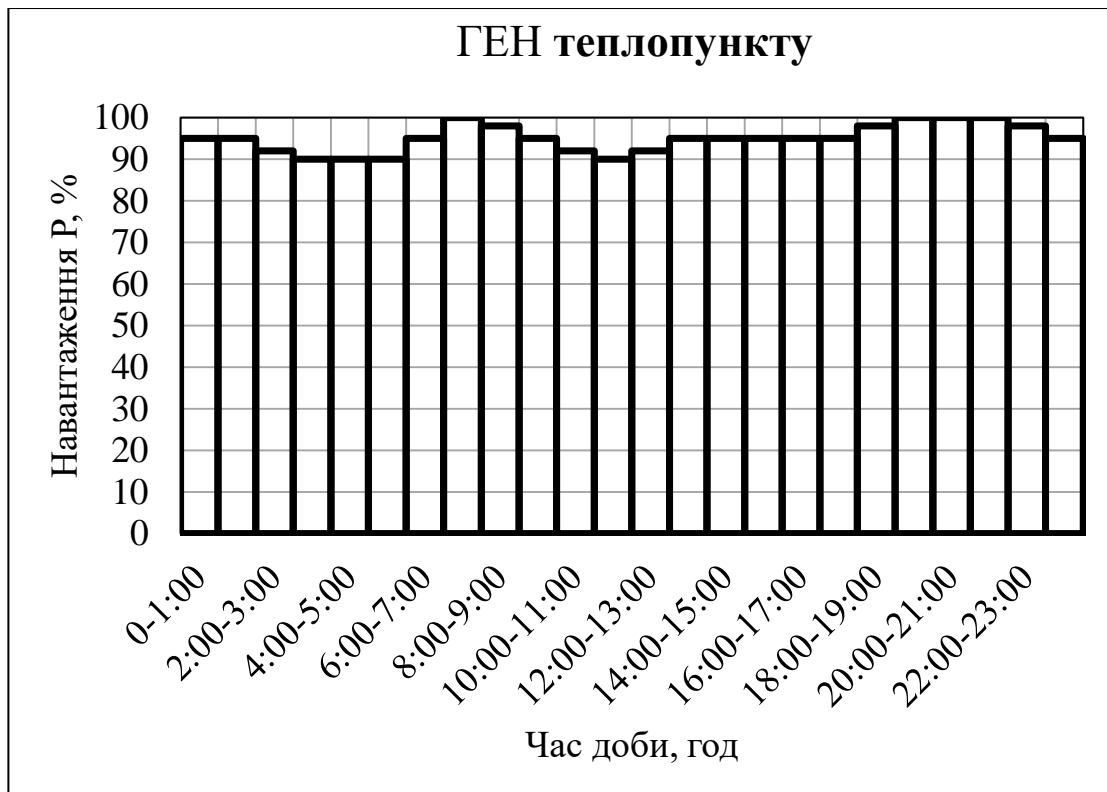
$$I_{10} = I_{\text{с}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_3 \cdot k_m = 53 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 0,88 \cdot 1,6 = 493,68$$

$32 \text{ А} < 73,71 \text{ А}$ - умова виконується.

Переріз жили 10 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

РБ-5

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до котельні



Графік 2.6.1.3

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-5}} = \frac{P_{\text{рб-5}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{44,1}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 73\text{А}$$

Приймаємо кабель марки АПвБбШп – кабель 4х25мм²,
 $I_{\text{доп.пасп}} = 112 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 25 мм² у стандартних умовах $I_c = 112 \text{ А}$. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$k_m = 1,05$ – коефіцієнт навантаження.

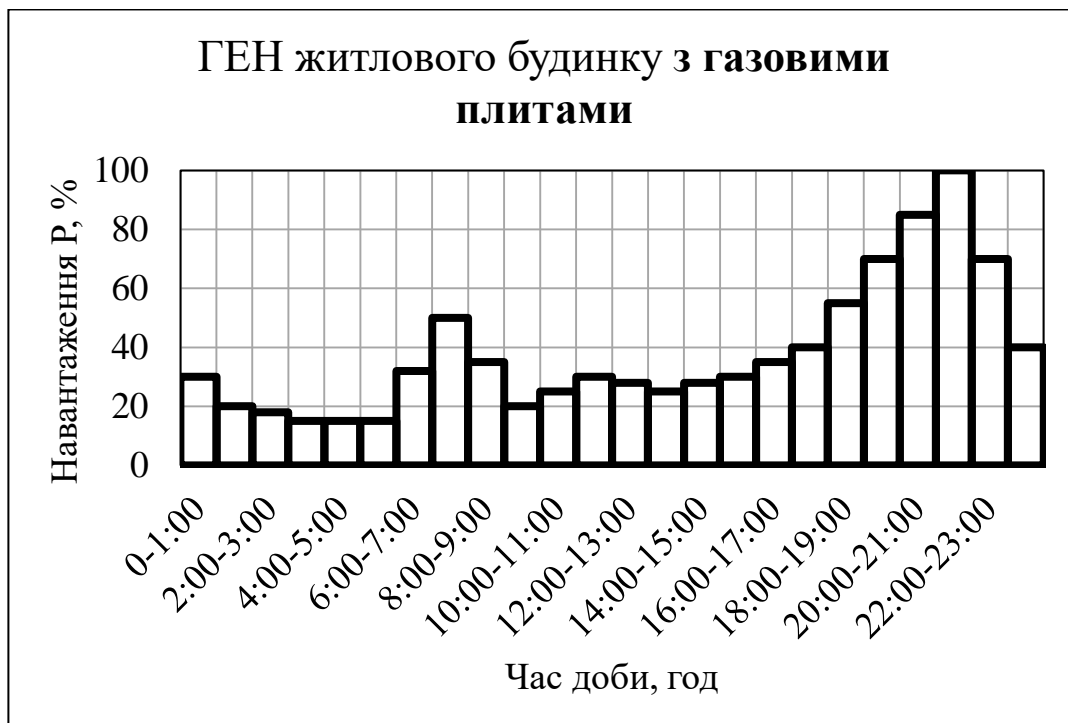
$$I_{25} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m = 112 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 1,05 = 102,63 \text{ А}$$

$$73 \text{ А} < 102,36 \text{ А} - \text{ умова виконується.}$$

Переріз жили 25 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

РБ-6

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до виводної опори на ПЛ



Графік 2.6.1.4

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-6}} = \frac{P_{\text{РБ-6}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{252}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 416\text{А}$$

Приймаємо кабел марки АПвБбШп – кабель 4х95мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 216 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 95 мм² у стандартних умовах $I_c = 216$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$k_m = 2,63$ – коефіцієнт навантаження.

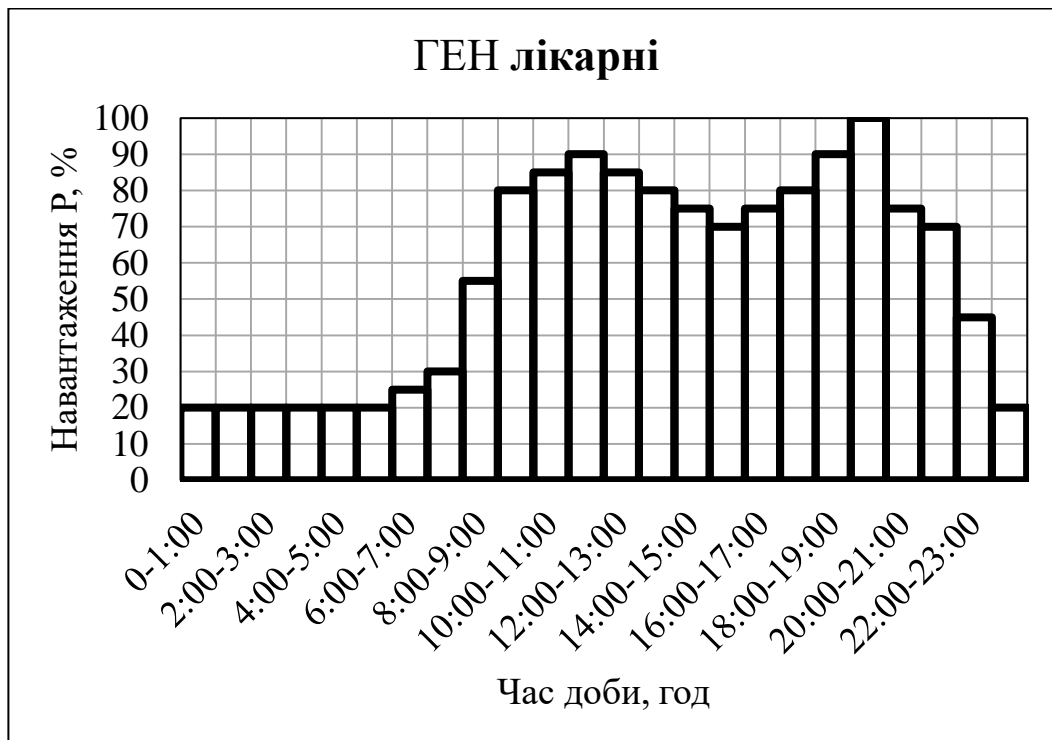
$$I_{95} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m = 216 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 2,63 = 493,68$$

$$416 \text{ А} < 493,68 \text{ А} - \text{ умова виконується.}$$

Переріз жили 95 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

РБ-7

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до лікарні



Графік 2.6.1.5

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-7}} = \frac{P_{\text{РБ-7}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{66,5}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 110\text{А}$$

Приймаємо кабель марки АПвБбШп – кабель 4x25мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 104 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 25 мм² у стандартних умовах $I_c = 105 \text{ А}$. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$k_m = 1,78$ – коефіцієнт навантаження.

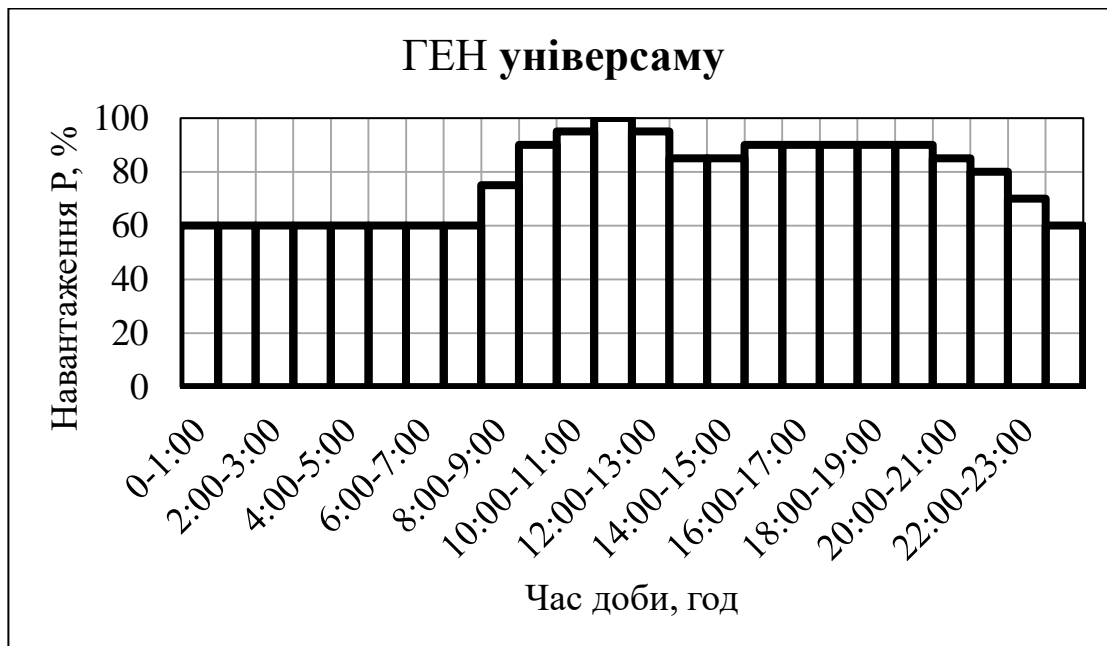
$$I_{25} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m = 105 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 0,88 \cdot 2,63 = 148,38$$

$$110 \text{ А} < 148,38 \text{ А} - \text{ умова виконується.}$$

Переріз жили 25 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

РБ-8

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до торговельних павільонів



Графік 2.6.1.6

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою занаступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-8}} = \frac{P_{\text{РБ-8}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{12}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 19,84\text{А}$$

Приймаємо кабель марки АПвБбШп – кабель 4x10мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 53 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 10 мм² у стандартних умовах $I_c = 53$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$k_m = 1,3$ – коефіцієнт навантаження.

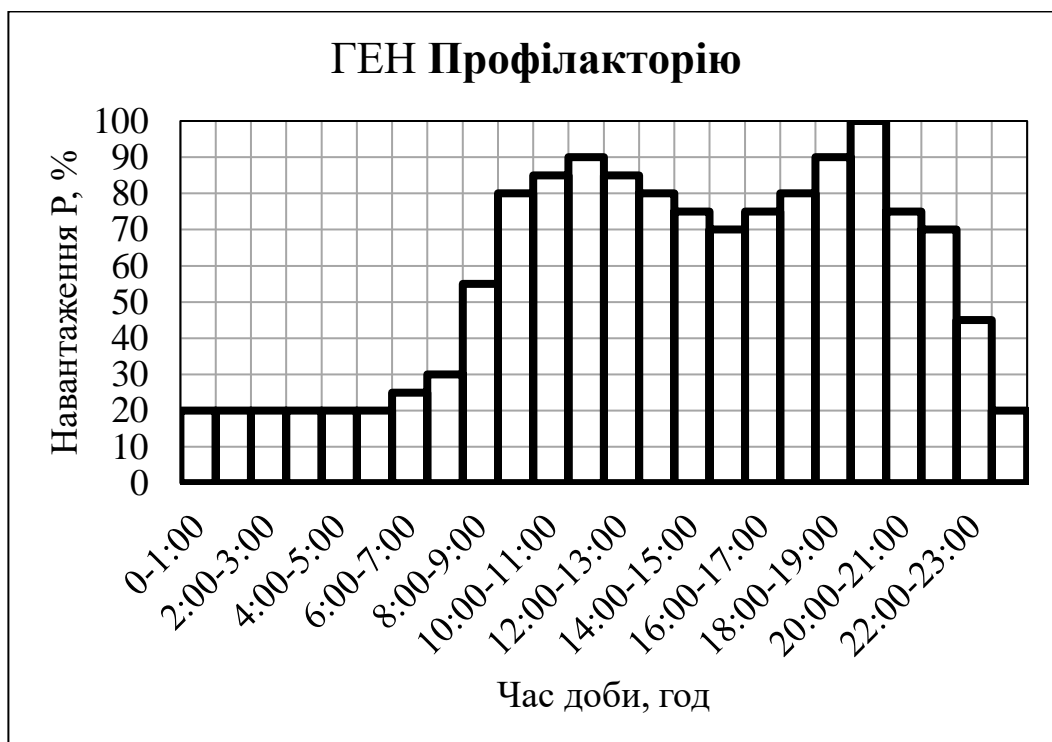
$$I_{10} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m = 53 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 1,3 = 72 \text{ А}$$

$$19,84 \text{ А} < 72,24 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Переріз жили 10 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

РБ-11

Обираємо кабель від РУ-0,4кВ до профілакторію



Графік 2.6.1.7

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-2}} = \frac{P_{\text{рб-2}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = 32\text{А}$$

Приймаємо кабель марки АПвБбШп – кабель 4х10мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 53 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 10 мм² у стандартних умовах $I_c = 53$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$k_m = 1.3$ – коефіцієнт навантаження.

$$I_{10} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m = 53 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 1.3 = 82.23 \text{ А}$$

$$32 \text{ А} < 82,23 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Переріз жили 10 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

2.7 Висновки

У основній частині цієї роботи вирішена задача реконструкції системи електропостачання 0,4-10 кВ.

Обґрунтовано вибір основного електрообладнання, яке, у порівнянні з існуючим, потребує значно менше витрат коштів та матеріалів на обслуговування, володіє значно кращими показниками надійності експлуатації. Також розрахунки з урахуванням

реальних графіків електричних навантажень дозволили обрати обладнання на ступінь або дві нижче ніж розрахунки за максимальними навантаженнями.

Усі технічні рішення в проекті приймалися з урахуванням положень Закону України та Комплексної державної програми України з енергозбереження. Нове обладнання відповідає сучасному рівню наукових та технічних досягнень в області енергозбереження.

Виконання розроблених заходів з охорони праці при експлуатації підстанції дозволять запобігти травматизму та нещасним випадкам на виробництві, а також зменшити шкоду при виникненні надзвичайних ситуацій.

Техніко-економічне обґрунтування

3.1 Вступ

Актуальність обраної теми дослідження у кваліфікаційній роботі полягає в створенні безпечної, якісної, надійної та економічної схеми знижувальної трансформаторної підстанції 6-10/0,4 кВ.

Запропоновано методи, які суттєво дозволять:

- уникнути аварійних ситуацій у зв'язку з підвищеною вірогідністю відмови застарілого обладнання;
- полегшити оперативні перемикання;
- підвищити безпеку праці персоналу.

Економічні показники, надійність та якість обладнання, що приймається до установки, в тому числі – іноземного виробництва, а також технічні рішення, що застосовані в проекті, підтверджують їх відповідність останнім досягненням вітчизняної та іноземної техніки.

Проектом передбачена заміна морально застарілого і фізично зношеного високовольтного устаткування 6-10/0,4 кВ. Прийняті заходи впроваджуються як безпосередньо в об'єкті проектування, так і при будівництві, реконструкції та експлуатації – у складі комплексу заходів, які проводяться енергосистемою в даному регіоні.

3.2 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні інвестиції з реалізації проектного технічного рішення в даному дипломному проекті включають:

- витрати на придбання обладнання;
- витрати, пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- витрати, пов'язані з виконанням монтажних-налагоджувальних робіт;

Проектні капітальні витрати в устаткування і будівельно-монтажні роботи визначаються на основі цін, наведених у відкритих інформаційних джерелах оптового продажу обладнання та за фактичними витратами підприємства.

Величину проектних капіталовкладень ($K_{пр}$) можна визначити за формулою (3.2.1):

$$K_{пр} = K_{об} \left(\sum_{i=1}^k C_i \right) + Z_{тзс} + Z_m + Z_n + Z_{пр}, \quad (3.2.1)$$

де $K_{об} \left(\sum_{i=1}^k C_i \right)$ - вартість придбання електрообладнання за проектом (сумарна вартість комплектуючих елементів i - го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення);

k - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{тзс}$ – транспортно-заготівельні і складські витрати;

Z_m – витрати на монтажні роботи;

Z_n - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$ – інші одноразові вкладення грошових коштів.

В даному проекті обрано до встановлення наступне обладнання:

- трансформатори силові потужністю 630 кВА (2 шт.);
- автоматичні вимикачі 0,4кВ (12 шт.);
- високовольтні вимкачі (2 шт.);
- трансформатори струму (2 шт.);
-

Вартість транспортно-заготівельних і складських витрат ($Z_{\text{тзс}}$) визначається виходячи з:

- відстані доставки обладнання від місця придбання до місця експлуатації;
- кількості, маси і габаритів устаткування;
- виду транспортних засобів;
- транспортних тарифів;
- розцінок на вантажно-розвантажувальні роботи;
- витрат на складську обробку

В даному проекті вартість транспортно-заготівельних і складських витрат ($Z_{\text{тзс}}$) визначена з урахуванням маршруту доставки, габаритів, загальної ваги обладнання та загального обсягу обладнання. Усі розрахунки проводились згідно тарифів перевезення компанії Delivery Group (<https://www.delivery-auto.com/uk-UA/CalculateCost>).

$$K_{\text{тр}} = 266 \text{ тис. грн}$$

Витрати на монтажні ($Z_{\text{м}}$) і на налагоджувальні роботи ($Z_{\text{н}}$) можна визначити за формулою (3.2.2):

$$Z_{\text{м(н)}} = \sum (Ч_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_{\text{д}} \cdot K_{\text{см}} \cdot K_{\text{пр}}, \quad (3.2.2)$$

де $Ч_i$ – чисельність працівників i -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.;

a_i – годинна тарифна ставка працівника i -го розряду, грн.;

t_i – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

$K_{\text{д}}$ – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{\text{см}}$ – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{\text{пр}}$ – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$Z_M = (20 \cdot 90 \cdot 504) \cdot 1,2 \cdot 0,22 \cdot 1,2 = 287,4 \text{ тис. грн.}$$

Витрати на налагоджувальні роботи (Z_H) визначаються за формулою

$$Z_H = (C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{cm} \cdot K_{pr}$$

де C_i — чисельність працівників i -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу налагоджувальних робіт, чол.;

a_i — годинна тарифна ставка працівника V розряду, грн.;

t_i — час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних робіт, год.;

K_d — коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

K_{cm} — коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

K_{pr} — коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних робіт.

$$Z_H = (10 \cdot 105 \cdot 50) \cdot 1,2 \cdot 0,22 \cdot 1,1 = 15,2 \text{ тис. грн.}$$

Прийнято до уваги, що пусконалагоджувальними роботами є комплекс робіт, що включає перевірку, налаштування і випробування електрообладнання з метою забезпечення електричних параметрів і режимів, заданих проектом. При виконанні ПНР були враховані вимоги нормативно-технічної документації (НТД), проекту, та експлуатаційна документація підприємств-виробників.

Витрати на придбання технічних засобів, комплектуючих виробів, а також на монтажні і налагоджувальні роботи представлено у вигляді зведення капітальних витрат до таблиці 3.2.1.

Таблиця 3.2.1– Зведення капітальних витрат

Розрахунок капітальних витрат					
№	Матеріал	Кількість	Од. виміру	Ціна за одиницю грн.	Сумм, грн
1	Трансформатор TS TRI 630 630кВА 6/0,4кВ,	2	шт.	728240	1456480
2	Автоматичний вимикач ABB T7S 1600 PR231/P LS/In=1600 3р	2	шт.	140753	281506
3	Автоматичний вимикач Tmax T6N 630 TMA 630- 6300 3P F F ABB	1	шт.	61839	61839
4	Автоматичний вимикач ABB SH203-B40 3P 40A	1	шт.	3123	3123
5	Автоматичний вимикачFormula A1B 125 TMF 80-800 3P F	2	шт.	6747	13494
6	Автоматичний вимикач Tmax T5N 400 TMA 320- 3200 3P F	1	шт.	28878	28878
7	Автоматичний вимикач Tmax XT2N 160 TMA 800- 800 3P F	2	шт.	13346	26692
8	Автоматичний вимикач ABB SH203-B40 3P 25A	1	шт.	631	631
9	Автоматичний вимикач ABB SH203-B40 3P 32A	2	шт.	1028	2056
10	Трансформатор струму ТТИ-100	2	шт.	3574	7148
11	Високовольтний вимикач	2	шт.	320128	640256
	Всього				1881847

Згідно формули 3.2.1 розраховуємо капітальні витрати проекту:

$$K_{\text{пр}} = 18\,818,47 + 266 + 287,4 + 15,2 = 19\,387,07 \text{ тис. грн}$$

3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.

Розрахунок експлуатаційних витрат повинен вестися за проектним та базовим варіантами паралельно, але оскільки ЗТП не потребує замін технічного обладнання протягом періоду експлуатації (20-25 років), розрахунок базового варіанту є недоцільний.

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування (C_a);
- заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_z);
- єдиний соціальний внесок (C_c);
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж (C_m);
- вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрат електроенергії (C_e);
- інші експлуатаційні витрати ($C_{пр}$).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_a + C_z + C_c + C_m + C_e + C_{пр}, \text{ грн,}$$

3.3.1 Розрахунок амортизаційних витрат

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання.

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів. Вартістю основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості, яка розраховується за формулою (3.3.1 – 1):

$$\Phi_a = \Phi_n - Л,$$

де Φ_n – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;
 $Л$ – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів (до 10% від первісної вартості).

Якщо визначити очікувану ліквідаційну вартість об'єкта основних засобів складно, то при прямолінійному методі амортизації дозволяється вважати її рівною нулю. Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_{\Pi} - Л}{\Phi_{\Pi} * T_{\Pi}} * 100\%$$

де T_{Π} – термін корисного використання (амортизаційний період).

Термін корисного використання об'єктів основних засобів для нарахування амортизації, який приймається у даній роботі, відповідає мінімально допустимому терміну корисного використання для інших основних засобів (дев'ята група основних засобів) і становить 12 років.

У розрахунку приймаємо первісну вартість об'єктів основних засобів рівною витратам на придбання основних засобів. Ліквідаційну вартість приймаємо рівною 10% від початкової вартості основних засобів, що підлягають амортизації. Тоді норма амортизації становитиме:

$$H_a = \frac{(18818,47 - 18818,47 * 0,1) * 100\%}{(18818,47 * 12)} = 7,5\%$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$AO = \frac{\Phi_{\Pi} * H_a}{100}$$

$$AO = \frac{18818,47 * 7,5\%}{100\%} = 1\,411 \text{ тис. грн.}$$

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат для проектного варіанту і за даними підприємства про балансову вартість замінного

устаткування для базового варіанту. Результати розрахунків заносяться до таблиці 3.3.1.1.

Таблиця 3.3.1.1 – Розрахунок амортизаційних витрат

Розрахунок амортизаційних витрат за перший рік користування				
№	Матеріал	Капіт. Інвестиції тис.грн.	Норма амортизації %	Сумма амортизації тис.грн
1	Трансформатор TS TRI 630 630кВА 6/0,4кВ,	1456,48	7,5	10923,6
2	Автоматичний вимикач АВВ Т7S 1600 PR231/P LS/ln=1600 3р	281,506	7,5	2111,295
3	Автоматичний вимикач Tmax Т6N 630 TMA 630-6300 3P F F АВВ	61,839	7,5	463,7925
4	Автоматичний вимикач АВВ SH203-B40 3P 40A	3,123	7,5	23,4225
5	Автоматичний вимикачFormula A1B 125 TMF 80-800 3P F	13,494	7,5	101,205
6	Автоматичний вимикач Tmax Т5N 400 TMA 320-3200 3P F	28,878	7,5	216,585
7	Автоматичний вимикач Tmax XT2N 160 TMA 800-800 3P F	26,692	7,5	200,19
8	Автоматичний вимикач АВВ SH203-B40 3P 25A	0,631	7,5	4,7325
9	Автоматичний вимикач АВВ SH203-B40 3P 32A	2,056	7,5	15,42
10	Трансформатор струму ТТИ-100	7,148	7,5	53,61
11	Високовольтний вимикач	640,256	7,5	4801,92

3.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюється за категоріями персоналу (робітники, КСС), що обслуговує об'єкт проектування, відповідно до їхньої чисельності, режиму роботи, за погодинними тарифними ставками, посадовими окладами, формами і системами оплати праці і преміювання, що застосовують на підприємстві.

Основна заробітна плата працівників – це винагороди за виконану роботу відповідно до встановлених норм праці (норми часу, виробітку, обслуговування, посадові обов'язки). Вона визначається тарифними ставками і відрядними розцінками для робітників, посадовими окладами для спеціалістів, службовців і керівників.

Додаткова заробітна плата – це винагорода за роботу понад встановлених норм, за особливі умови праці. До додаткової заробітної плати належать премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій, доплати і надбавки, гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством.

Номінальний річний фонд робочого часу :

$$T_n = (D_k - D_{св} - D_{вих}) \cdot T_{зм} = (365 - 11 - 107) \cdot 8 = 1976 \text{ год},$$

де D_k – кількість календарних днів;

$D_{св}$ – кількість святкових днів;

$D_{вих}$ – кількість вихідних днів;

$T_{зм}$ – тривалість зміни, год.

Результати розрахунку основної заробітної плати обслуговуючого персоналу наведені в таблиці 3.3.2.1, яка знаходиться сторінкою нижче.

Таблиця 3.3.2.1 – Розрахунок річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу

№ п/п	Найменування професій працівників	Списочний штат, чол.	Погодинна тарифна ставка, грн	Номінальний річний фонд робочого часу, год	Основна заробітна плата, грн.
1	Майстер	1	85	1976	167.960
2	Електромонтер	1	60	1976	118560
Всього:					286.520

Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу визначається в розмірі 10-15% від основної заробітної плати.

$$Z_{\text{доп}} = 0.125 \cdot Z_{\text{осн}} = 0,125 \cdot 286,52 = 35,81 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна величина річного фонду заробітної плати становить:

$$C_z = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = 286,52 + 35,81 = 322,335 \text{ тис. грн.}$$

де $Z_{\text{осн}}$, $Z_{\text{доп}}$ – основна і додаткова заробітна плата відповідно, грн.

3.3.3 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи

Відрахування на соціальні заходи (єдиний соціальний внесок) визначаються на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати . Ставка цього внеску складає 22% від фонду оплати праці.

$$C_c = 0,22 \cdot C_z = 0,22 \cdot 322,335 = 71 \text{ тис. грн.}$$

3.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися за фактичними даними підприємства.

В нашому випадку ремонтні роботи та заміна обладнання виконуються силами чергового персоналу, який постійно знаходиться на території об'єкту. Тому залучення сторонніх організацій до виконання ремонтних робіт не планується.

Витрати на поточний ремонт апаратури автоматики і систем автоматизації можна розрахувати за формулою:

$$Z_{m.p.} = \sum_{i=1}^n \left(R_i \cdot t_i \cdot m_i \cdot R_{\Sigma i} + \frac{S_i \cdot \Pi_i}{T_i} \cdot T_{\phi} \right)$$

де n – число пристроїв автоматики, що підлягають ремонту;

R_i – годинна ставка робітників, що виконують ремонт, грн;

t_i – трудомісткість одного ремонту при категорії складності ремонту в одну ремонтну одиницю залежно від виду ремонту год./ од;

m_i – число ремонтів за рік (наприклад, для закритих електромашин число малих ремонтів - 2, середніх - 1, капітальних - 0,1);

R_{Σ} – сумарна категорія складності ремонту в залежності від виду електрообладнання

S_i - вартість однотипних замінних елементів, грн.;

Π – кількість однотипних замінних елементів;

T – середній термін служби деталей даного типу, год.;

$$Z_{т.р} = 29,6 \text{ тис. грн}$$

3.5 Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту

В економічній частині дипломного проекту, згідно завдання на обґрунтування раціональних технічних параметрів і режимів роботи сторейдж-системи для фотоелектричної станції потужністю 1 МВт, наведено основні розрахунки необхідні для чіткого розуміння фінансових вкладень в проект будівництва сонячної електростанції зі сторейдж-системою.

Згідно з рекомендаціями щодо розрахунків фінансових витрат, було розраховано вартість електричного обладнання прийнятого до встановлення. Розрахунок проводився відповідно до кожного типу електричних апаратів та їх кількості необхідних для якісного функціонування електричної станції.

Розрахунок амортизаційних витрат проведено для визначення суми амортизації кожного виду обладнання виходячи з його капітальних інвестицій за нормований режим його роботи.

Для того, щоб розрахувати термін окупності капітальності витрат T_p даної станції, необхідно прорахувати середньорічний прибуток. Для цього скористаємося тарифом на споживання електричної енергії який станом на 2022 рік в нашій країні дорівнює 1,68 грн за 1 кВт*год.

$$E_p = W_{ср} * 1,68 = 2497,97 * 1,68 = 4196,6 \text{ тис. грн},$$

де E_p – прибуток від даної станції щорічно, тис.грн;

$W_{ср}$ – середньорічна економія електроенергії, кВт*год.

Також, необхідно прорахувати повний річний прибуток $E_p^{повна}$ з урахуванням на експлуатаційні витрати $C_e^{пр}$

$$E_p^{повна} = E_p - C_e^{пр} = 4196,6 - (1411 + 29,6 + 71 + 322) = 2364,29 \text{ тис. грн}$$

$$T_p = \frac{K_{\text{пр}}}{E_{\text{рп}}} = \frac{19387,25}{2364,29} = 8,2 \text{ років}$$

Тобто, станція повністю окупить себе приблизно за 8,2 років.

Усі проведені розрахунки, зведені капітальні та експлуатаційні витрати даного проекту занесені в таблицю 3.5.1:

і

Таблиця 3.5.1 - Економічні розрахунки проекту

№	Найменування розрахунку	Сума, тис.грн
1	Капітальні витрати	19.387
2	Експлуатаційні витрати	1.834
	з них:	
1	Амортизаційні відрахування	1.411
2	Річний фонд заробітної плати	322
3	Відрахування на єдиний соціальний внесок	71
4	Технічне обслуговування та ремонт	30

Висновок

В економічному розділі було проведено:

- розрахунок капітальних витрат, які становлять 19387,25 тис. грн.
- річна економія електроенергії 2364,29 тис. грн.
- термін окупності приблизно 8 років і 2 місяці.

На протязі всього строку служби проект сприяти:

- зниженню вірогідності аварійних ситуацій;
- продовженню строку служби обладнання;
- зниженню витрат на технічне обслуговування та планові роботи.

Список використаної літератури:

- 1.Вакулєнко С.С., Мозирський В.І. До питання регулювання реактивної потужності за мінімумом плати за спожиту електроенергію. – Промислова електроенергетика та електротехніка. – 2005. - №4. – с.42-45.
- 2.ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі. -К.: Міненерго України, 1997.-54 с.
- 3.Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України №19 від 17.01.2002.- Офіційний вісник України.- 2002.- №48.-с.71-147.
- 4.Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломного проекту – К.: УДУХТ, 2002. – 15 с.
- 5.Методичні вказівки з комплектування технічної документації для дипломного проектування та програма переддипломної практики – К.: УДУХТ, 1994. – 10 с.
6. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник. – 3-е изд.-М.:”Академия”, 2006. - 448 с.
- 7.Сірий О.М., Шестеренко В.Є. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств: Навч. посібник– К.:І СДОУ, 1993 – 592 с.
8. СОУ–Н МПЕ 40.1.20.510.:2006. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача).
- 9.Перехідні процеси в системах електропостачання : Учебник для вузов. 3-изд., перераб. и доп./ Г.Г.Пивняк, В.Н. Винославский, А.Я. Рыбалко, Л.И. Несен; Под ред. акад. НАН Украины Г.Г. Пивняка. - Москва: Энергоатомиздат; Днепропетровск Национальный горный университет, 2003. – 548 с.: ил.
10. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 11.Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ. ГКД 341.004.001-94. МИНЭНЕРГО УКРАИНЫ—Х. : Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2011. —76 с.
12. Типовые материалы для проектирования 407-03-456.87 схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6...750 кВ подстанций.
- 13.ДБН В.2.5-16-99 Інженере обладнання зовнішніх мереж. Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж.
14. ДБН В 2.5-23-2010 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення

ДОДАТОК А**Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи**

		Позначення	Найменування	К-ть	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	ЕЕ.ПД.21. __.ПЗ	Пояснювальна записка	95	
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					

ВІДГУК

ВІДГУК